



**INSTITUTO  
FEDERAL**  
Pernambuco

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco

Campus Garanhuns

Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

RAFAELA SILVA CAVALCANTI

**AVALIAÇÃO DA INJEÇÃO DE HARMÔNICOS EM UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DE BAIXA TENSÃO COM MÓDULOS  
DANIFICADOS POR IMPACTOS MECÂNICOS**

Garanhuns – PE

2026

RAFAELA SILVA CAVALCANTI

**AVALIAÇÃO DA INJEÇÃO DE HARMÔNICOS EM UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DE BAIXA TENSÃO COM MÓDULOS  
DANIFICADOS POR IMPACTOS MECÂNICOS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Pernambuco, campus Garanhuns, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, sob Orientação do Prof. Dr. Marcio Severino da Silva.

Garanhuns – PE

2026

C377a

Cavalcanti, Rafaela Silva

Avaliação da injeção de harmônicos em um sistema fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão com módulos danificados por impactos mecânicos / Rafaela Silva Cavalcanti ; orientador Marcio Severino da Silva, 2026.

71f. : il.

Orientador: Marcio Severino da Silva.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2026.

1. Energia elétrica - Brasil. 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Energia elétrica - distribuição. I. Título. II. Silva, Marcio Severino da (orientador). III. Instituto Federal de Pernambuco.

CDD

621.310981

Louise Machado Freire Dias – CRB4/2267

RAFAELA SILVA CAVALCANTI

**AVALIAÇÃO DA INJEÇÃO DE HARMÔNICOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE DE BAIXA TENSÃO COM MÓDULOS DANIFICADOS  
POR IMPACTOS MECÂNICOS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à  
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica  
do Instituto Federal de Pernambuco, campus  
Garanhuns, como requisito para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

---

Prof. Dr. Marcio Severino da Silva (IFPE, *campus* Garanhuns)  
Orientador

---

Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha Barros (IFPE, *campus* Garanhuns)  
Avaliador interno

---

Profa. Dra. Regina Maria de Lima Neta (IFPE, *campus* Pesqueira)  
Avaliador externo

Dedico este trabalho aos meus pais, pelo amor incondicional, pela dedicação e por todas as batalhas travadas para me proporcionar o melhor e aos meus avós, que sempre se orgulharam de cada conquista minha.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, que sempre foi a base de tudo em minha vida, por me manter firme e permitir que eu chegasse a este momento.

Aos meus pais, Edva e Jairo, por todo amor, por nunca desistirem de me incentivar a buscar sempre o melhor e pelo apoio incondicional na realização dos meus sonhos.

Aos meus irmãos, Manuela e Matheus, que junto aos meus pais, sempre foram presença constante e sinônimos de amor, paciência e carinho, tornando essa caminhada mais leve.

Ao Prof. Dr. Márcio Severino da Silva, por aceitar ser meu orientador e por toda disponibilidade e apoio na elaboração deste trabalho.

Ao corpo docente do IFPE Campus Garanhuns, por todos os ensinamentos transmitidos durante a graduação.

Ao estudante Odlaveno Mota, pelo auxílio prestado nas atividades experimentais.

Ao IFPE Campus Pesqueira, pelo empréstimo do equipamento, sem ele esse trabalho não seria possível.

Ao IFPE Campus Garanhuns, por ter sido casa em todos esses anos.

*“Para que todos vejam, e saibam, e considerem, e juntamente entendam que a mão do Senhor fez isto.”*  
*Isaías 41:20.*

## RESUMO

O crescimento da geração distribuída por meio dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede ampliou a necessidade de estudos referentes à confiabilidade e à qualidade da energia elétrica fornecida. Algumas situações influenciam negativamente no desempenho dos sistemas fotovoltaicos, como no caso de falhas mecânicas nos módulos, alterando as características elétricas do arranjo e resultando em uma possível intensificação da injeção de componentes harmônicas na rede elétrica. Diante disso, este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos causados por falhas mecânicas em módulos fotovoltaicos na injeção de harmônicas em um sistema fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão. Para isso, foi realizada uma revisão de literatura a respeito dos temas envolvidos juntamente com uma análise experimental conduzida em um sistema fotovoltaico instalado no Laboratório de Tecnologia e Energias Renováveis do IFPE – Campus Garanhuns. Na parte experimental definiu-se três cenários para avaliação, o primeiro com todos os módulos íntegros, o segundo com um módulo danificado e o terceiro com dois módulos danificados. Os dados foram obtidos por meio de um analisador de energia, conectado ao sistema e, configurado de acordo com os requisitos estabelecidos pelas normas técnicas vigentes e as medições realizadas ocorreram por pelo menos 7 dias totalizando 1008 leituras válidas. Os resultados demonstraram que a introdução de módulos danificados não resultou em alterações significativas nos níveis de distorção harmônica de tensão e de corrente. Os indicadores relacionados às harmônicas de tensão permaneceram dentro dos limites estabelecidos pelas normas técnicas para sistemas de baixa tensão, enquanto os valores de distorção harmônica de corrente apresentaram variações influenciadas principalmente pelas condições operacionais e ambientais do sistema, especialmente pela irradiância solar e pelo regime de operação do inversor. Portanto, nas condições analisadas, as falhas mecânicas nos módulos fotovoltaicos não comprometeram a qualidade da energia elétrica fornecida à rede.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos. Distorção Harmônica. Qualidade de Energia Elétrica. Módulos Fotovoltaicos. Danos Mecânicos.

## ABSTRACT

The growth of distributed generation through grid-connected photovoltaic systems has increased the need for studies related to the reliability and quality of the electrical energy supplied. Some situations negatively influence the performance of photovoltaic systems, such as mechanical failures in modules, altering the electrical characteristics of the array and resulting in a possible intensification of harmonic component injection into the electrical grid. Therefore, this study aims to evaluate the impacts caused by mechanical failures in photovoltaic modules on harmonic injection in a grid-connected photovoltaic system operating at low voltage. To achieve this objective, a literature review on the relevant topics was conducted along with an experimental analysis carried out in a photovoltaic system installed at the Laboratory of Technology and Renewable Energy (LATER) of the Federal Institute of Pernambuco (IFPE) – Garanhuns Campus. In the experimental stage, three scenarios were defined for evaluation: the first with all modules intact, the second with one damaged module, and the third with two damaged modules. The data were obtained using a power quality analyzer connected to the system and configured according to the requirements established by current technical standards. The measurements were performed for at least seven days, totaling 1008 valid readings. The results demonstrated that the introduction of damaged modules did not result in significant changes in voltage and current harmonic distortion levels. The indicators related to voltage harmonics remained within the limits established by technical standards for low-voltage systems, while current harmonic distortion values showed variations mainly influenced by the operational and environmental conditions of the system, especially solar irradiance and the inverter operating regime. Therefore, under the analyzed conditions, the mechanical failures in the photovoltaic modules did not compromise the power quality supplied to the grid.

Keywords: Photovoltaic Systems. Harmonic Distortion. Power Quality. Photovoltaic Modules. Mechanical Damage.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Crescimento do Consumo de Energia Elétrica no Brasil.....	18
Figura 2 - Participação das Fontes Renováveis na Micro e Minigeração Distribuída no Brasil .....	19
Figura 3- Corte transversal de uma célula fotovoltaica .....	20
Figura 4- Sistemas Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). .....	22
Figura 5- Componentes de um módulo fotovoltaico. ....	24
Figura 6- Curvas características I-V e P-V de um módulo fotovoltaico .....	25
Figura 7- Curva I-V para diferentes associações de módulos fotovoltaicos .....	26
Figura 8- Princípio da Modulação por Largura de Pulso (PWM) .....	27
Figura 9- Representação em Série de Fourier de uma forma de onda distorcida .....	32
Figura 10– Arranjo Fotovoltaico em estudo.....	41
Figura 11– Caixa de Proteção CC do Sistema Fotovoltaico .....	42
Figura 12– Diagrama Unifilar da Caixa de Proteção CC .....	42
Figura 13 – Inversor Fotovoltaico PHB3000-SS.....	43
Figura 14– Módulo danificado utilizado na primeira substituição. ....	44
Figura 15– Arranjo Fotovoltaico com o primeiro módulo danificado instalado. ....	45
Figura 16– Módulo danificado utilizado na segunda substituição.....	46
Figura 17– Arranjo Fotovoltaico com os dois módulos danificados instalados.....	46
Figura 18– Analisador de Energia .....	47
Figura 19– Diagrama de conexão do analisador de energia ao sistema monofásico.....	48
Figura 20– Conexões do equipamento ao sistema fotovoltaico .....	48
Figura 21– Resultado das gravações de dados .....	49
Figura 22- Distorção Harmônica Total de Tensão do Cenário 01 .....	51
Figura 23- Quantidade de Amostras x Distorção Harmônica no Cenário 01 .....	52
Figura 24- Distorção Harmônica Total de Tensão do Cenário 02. ....	52
Figura 25- Quantidade de Amostras x Distorção Harmônica no Cenário 02 .....	53
Figura 26- Distorção Harmônica Total de Tensão do Cenário 03. ....	53
Figura 27- Quantidade de Amostras x Distorção Harmônica no Cenário 03 .....	54
Figura 28- DTTP do Cenário 01 .....	55
Figura 29- DTTP do Cenário 02 .....	55
Figura 30- DTTP do Cenário 03 .....	56
Figura 31- DTTI do Cenário 01.....	57

Figura 32- DTTI do Cenário 02.....	58
Figura 33- DTTI do Cenário 03.....	58
Figura 34- DTT3 do Cenário 01.....	59
Figura 35- DTT3 do Cenário 02.....	60
Figura 36- DTT3 do Cenário 03.....	60
Figura 37- Distorção Harmônica Total de Corrente do Cenário 01 .....	62
Figura 38- Potência do Sistema no Cenário 01 .....	62
Figura 39- Distorção Harmônica Total de Corrente do Cenário 02 .....	63
Figura 40- Distorção Harmônica Total de Corrente do Cenário 03 .....	64

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Ampere
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
DTT ou THD	Distorção Harmônica Total de Tensão
DTT <sub>i</sub>	Distorção Harmônica Total de Tensão para componentes pares não múltiplas de três
DTT <sub>p</sub>	Distorção Harmônica Total de Tensão para componentes ímpares não múltiplas de três
DTT <sub>3</sub>	Distorção Harmônica Total de Tensão para componentes múltiplas de três
DTHI	Distorção Harmônica Total de Corrente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
Hz	Hertz
IEA	Agência Internacional de Energia
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional ( <i>International Electrotechnical Commission</i> )
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos ( <i>Institute Of Electrical and Eletronic Engineers</i> )
IFPE	Instituto Federal de Pernambuco
IGBTs	Transistor Bipolar de Porta Isolada ( <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> )
I <sub>mp</sub>	Corrente no Ponto de Máxima Potência
I <sub>sc</sub>	Corrente de Curto-Circuito

LATER	Laboratório de Tecnologia e Energias Renováveis
kW	Quilowatt
kW-h	Quilowatt-hora
MOSFETs	Transistor de Efeito de Campo Semicondutor de Óxido Metálico ( <i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i> )
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point Tracking</i> )
NBR	Norma Brasileira
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIA	Produtores Independentes Autônomos
$P_{max}$	Potência Máxima
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PWM	Modulação por Largura de Pulso ( <i>Pulse Width Modulation</i> )
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SPMP	Sistema de Ponto de Máxima Potência
STC	Condições Padrões de Teste ( <i>Standard Test Conditions</i> )
UFVs	Usinas Fotovoltaicas
V	Volt
$V_{mp}$	Tensão no Ponto de Máxima Potência
$V_{oc}$	Tensão de Circuito Aberto
W	Watt
Wp	Watt-pico

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
1.1 Objetivos do Trabalho .....	16
1.2 Estruturação do Trabalho.....	17
<b>2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>18</b>
2.1. Demanda por Energia Elétrica e Geração Distribuída .....	18
2.2. Energia Solar Fotovoltaica .....	20
2.2.1. Princípio de Conversão Fotovoltaica.....	20
2.2.2 Classificação de Sistemas Fotovoltaicos.....	21
2.2.3 Componentes de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede .....	23
2.3 Qualidade de Energia.....	30
2.3.1 Distorções Harmônicas.....	32
2.4 Normas e Padrões Vigentes.....	35
2.4.1 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8 .....	35
2.4.2 IEEE Std 519-2014: Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems .....	37
2.4.3 ABNT NBR 16149 - Sistemas Fotovoltaicos (FV): Características da Interface de Conexão com à Rede Elétrica de Distribuição .....	38
2.5 Danos em Módulos Fotovoltaicos e seus efeitos no desempenho do sistema .....	39
<b>3. MATERIAL E MÉTODOS</b> .....	<b>41</b>
3.1. Cenário 01 - Arranjo com módulos sem o dano analisado .....	44
3.2. Cenário 02 - Arranjo com um módulo danificado .....	44
3.3. Cenário 03 - Arranjo com dois módulos danificados.....	45
3.4. Obtenção e Tratamento dos Dados .....	47
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>51</b>
4.1. Distorção Harmônica Total de Tensão .....	51
4.2. Distorção Harmônica Total de Tensão para as Componentes Pares não Múltiplas de 3 (DTTP) .....	54
4.3. Distorção Harmônica Total de Tensão para as Componentes Ímpares não Múltiplas de 3 (DTTI) .....	57

<b>4.4. Distorção Harmônica Total de Tensão para as Componentes Múltiplas de 3 (DTT3) .....</b>	<b>59</b>
<b>4.5. Distorção Harmônica Total de Corrente (DTHI).....</b>	<b>61</b>
<b>5. CONCLUSÕES .....</b>	<b>66</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>68</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o aumento da demanda por energia elétrica, aliado à crescente preocupação com os impactos ambientais decorrentes da elevada emissão de gases de efeito estufa — cujas principais causas estão associadas ao uso de fontes de energia não renováveis — tem gerado intensos debates sobre a necessidade de alternativas mais sustentáveis. Esse cenário, impulsionado também pelos avanços tecnológicos, vem promovendo uma transformação na matriz energética mundial, abrindo espaço para o desenvolvimento e a consolidação de fontes renováveis, como a energia eólica e a solar.

No Brasil, um dos marcos iniciais desse processo de transição energética foi a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. O programa foi desenvolvido com o objetivo de ampliar, no Sistema Interligado Nacional (SIN), a participação da energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis, por meio de empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos (PIA), contemplando fontes eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e termelétricas movidas à biomassa (ENBPAR, s.d.).

No contexto da energia solar — tema central deste trabalho —, observa-se que a geração fotovoltaica começou a ganhar relevância no Brasil na década de 1980. Contudo, seu grande marco ocorreu em 2012, com a publicação da Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão responsável pela regulação do setor elétrico brasileiro e pela garantia da qualidade e continuidade no fornecimento de energia. Essa resolução permitiu que os consumidores passassem a gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis, instituindo os conceitos de microgeração e minigeração distribuída. Além disso, políticas públicas, incentivos fiscais e mecanismos regulatórios contribuíram significativamente para a expansão da energia solar no país.

Atualmente, o Brasil apresenta um cenário de destaque na implementação de energia solar, contando com aproximadamente 3.762.705 sistemas de geração distribuída instalados e 17.959,6 usinas de geração centralizada, que juntas somam cerca de 59,9 GW de capacidade instalada (ABSOLAR, 2025). Nesse contexto, a fonte de energia solar já ocupa o 2º lugar no ranking de geração, correspondendo atualmente a 23,5% da capacidade instalada da matriz elétrica nacional.

Apesar de todos os avanços vantajosos, os sistemas de geração de energia renovável possuem algumas limitações relacionadas à diversos aspectos como conexão, operação e controle do sistema. Um tema muito avaliado nesses aspectos é a Qualidade de Energia Elétrica (QEE), fator crucial para manter a segurança e bom desempenho das redes de distribuição. De acordo com Leão, Sampaio e Antunes (2014), a Qualidade da Energia Elétrica está relacionada ao comportamento das características do sinal de tensão e corrente que garantem o funcionamento seguro e eficiente do sistema elétrico.

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem atender diversos requisitos estabelecidos pelos órgãos reguladores e pelas normas técnicas aplicáveis, como os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) elaborados pela ANEEL, de forma a assegurar que a energia injetada na rede elétrica mantenha os níveis adequados de tensão, frequência e distorção harmônica. Segundo o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CRESESB, 2014), os inversores presentes nesses sistemas, dispositivos eletrônicos de potência responsáveis pela conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), apresentam comportamento não linear devido às operações de chaveamento eletrônico. Dessa forma, sua operação pode contribuir para a injeção de harmônicos na rede elétrica, impactando a Qualidade da Energia Elétrica (QEE).

Harmônicos são fenômenos que provocam deformações na forma de onda de tensões e correntes, sendo normalmente gerados por equipamentos não lineares (LEÃO, SAMPAIO e ANTUNES, 2014). Entretanto, a presença de harmônicos na rede de distribuição pode ser agravada por condições anormais de operação, que influenciam o comportamento elétrico dos sistemas fotovoltaicos e, conseqüentemente, a resposta dos inversores. Entre as principais condições que podem alterar esse comportamento destacam-se o sombreamento parcial, o acúmulo de sujeira sobre os módulos, a degradação de componentes ao longo do tempo e os danos físicos provocados por impactos mecânicos.

Os danos mecânicos estão entre os principais modos de falha em módulos fotovoltaicos, eles podem surgir durante o transporte, a instalação ou até mesmo durante a operação do sistema, ocasionando microtrincas, fissuras ou deformações e conseqüentemente, comprometendo a integridade estrutural e elétrica das células (AGHAEI et al., 2022). O destaque mencionado é devido ao fato de que as irregularidades causadas por esses danos geram outras condições anormais de

operação, como o sombreamento parcial interno, o aumento da resistência série e o desequilíbrio na distribuição de corrente entre as células.

No caso de danos mais severos, como a quebra do vidro frontal, os efeitos elétricos e térmicos descritos tornam-se ainda mais pronunciados, devido à perda de isolamento, à alteração da transmitância óptica e ao agravamento do aquecimento localizado. Essas consequências podem ocasionar os pontos de aquecimentos, mais conhecidos como hot spots, o aumento das perdas e variações nas tensões e correntes nos módulos afetados. Essas alterações influenciam diretamente o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) e a resposta dinâmica dos inversores, podendo intensificar a geração de componentes harmônicos e comprometer a Qualidade da Energia Elétrica (QEE) no ponto de conexão com a rede (AL MAHDI et al., 2024).

### **1.1 Objetivos do Trabalho**

Considerando que alterações nas características elétricas de módulos fotovoltaicos danificados tende a afetar a operação dos inversores e, conseqüentemente, os níveis de distorções harmônicas, observa-se que ainda há limitada abordagem na literatura acerca dos impactos de danos mecânicos de módulos fotovoltaicos sobre a Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo avaliar os impactos causados por módulos fotovoltaicos danificados por impactos mecânicos na injeção de harmônicos em um sistema fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão.

Essa avaliação partirá da análise de três cenários distintos de operação do sistema fotovoltaico: um cenário de referência, com todos os módulos íntegros; outro cenário com a presença de um módulo danificado; e por fim um terceiro cenário com dois módulos danificados. Para que isso seja possível, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Identificar e caracterizar os danos mecânicos existentes nos módulos fotovoltaicos que serão utilizados;
- Medir as distorções harmônicas totais nos três cenários analisados por meio de um analisador de energia e software de leitura desses dados;
- Investigar os impactos dos danos nos módulos sobre a injeção de harmônicos;

- Discutir a qualidade da energia considerando os limites e parâmetros estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST;

## **1.2 Estruturação do Trabalho**

Esse trabalho está estruturado em 5 capítulos, sendo o primeiro deles a Introdução onde são expostos o contexto do estudo, a relevância do tema, o problema de pesquisa, o objetivo geral e os objetivos específicos.

O segundo capítulo trata-se da Fundamentação Teórica que reúne os principais conceitos relacionados ao funcionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, aos efeitos provocados por danos físicos nos módulos, aos mecanismos de geração de harmônicos e os principais pontos de documentos normativos e regulatórios que regem a avaliação da Qualidade da Energia Elétrica (QEE).

O terceiro capítulo intitulado Materiais e Métodos descreve a metodologia adotada, detalhando o sistema fotovoltaico em estudo, os equipamentos utilizados, os procedimentos de medição e os cenários de operação.

Em sequência, o capítulo Resultados e Discussões apresenta e discute os resultados obtidos nas medições, destacando as diferenças observadas entre os cenários analisados e os impactos dos danos mecânicos na injeção de harmônicos.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as Conclusões deste estudo, sintetizando os principais resultados obtidos e destacando as implicações dos danos mecânicos em módulos fotovoltaicos sobre a qualidade da energia elétrica.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

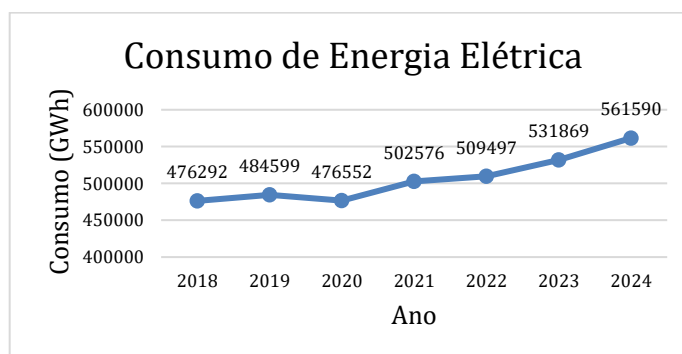
### 2.1. Demanda por Energia Elétrica e Geração Distribuída

O crescimento contínuo da demanda por energia elétrica constitui um dos principais desafios do setor elétrico. Segundo o relatório *Electricity 2025* da Agência Internacional de Energia (IEA), estima-se que, no período de 2025 a 2027, o consumo global de energia elétrica aumente aproximadamente 3.500 TWh, valor que corresponde, anualmente, a um acréscimo equivalente ao consumo total de eletricidade do Japão (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2025). Esse aumento está atrelado ao desenvolvimento econômico, ao uso crescente de equipamentos eletrônicos, a eletrificação de processos, além da expansão urbana.

A elevação de demanda reflete diretamente no crescimento do consumo de energia elétrica em todos os setores: industrial, comercial e residencial, à medida que amplia o acesso à eletricidade, impulsionado por novas tecnologias e mudanças de hábitos associadas a um novo padrão de conforto e produtividade. Dessa forma, considerando que o consumo final exige expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição, fica evidente a relação entre demanda e consumo no sistema elétrico.

No cenário brasileiro, essa relação pode ser observada por meio da evolução do consumo anual de energia elétrica nos últimos anos. Conforme apresentado na Figura 1, os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicam uma trajetória crescente do consumo de energia elétrica no país, com intensificação desse crescimento nos anos mais recentes. Em 2024 o consumo atingiu 561.590 GWh, com uma variação interanual de 5,59% em relação ao ano anterior, cujo consumo foi 531.869 GWh.

Figura 1- Crescimento do Consumo de Energia Elétrica no Brasil

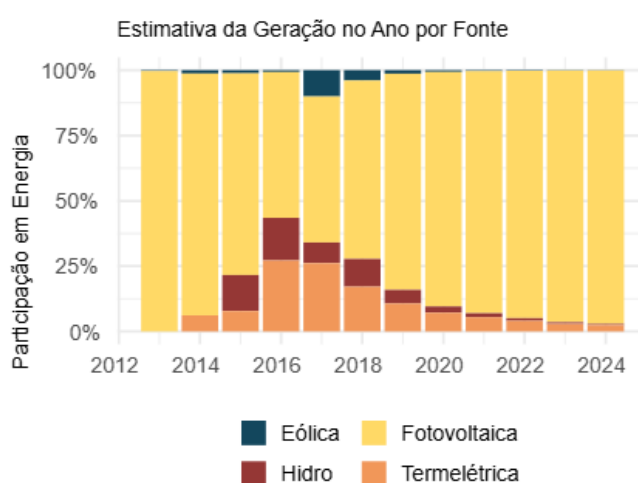


Fonte: Elaboração própria com base em dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024).

Paralelamente a esse cenário, a necessidade de expansão da geração de energia elétrica intensifica as preocupações relacionadas às questões ambientais, especialmente aquelas associadas à emissão de gases de efeito estufa, evidenciando a necessidade da diversificação da matriz energética, com a priorização de fontes renováveis.

Nesse contexto, a geração distribuída surge como uma excelente alternativa para atender à crescente demanda por energia elétrica, uma vez que possibilita a inserção de fontes próximas aos centros de consumo (ANEEL, 2012). Conforme ilustrado na Figura 2, os dados da Empresa de Pesquisa Energética evidenciam que, no cenário brasileiro, a micro e minigeração distribuída são predominantemente baseadas em fontes renováveis, com destaque para a energia solar fotovoltaica, em função das condições favoráveis de irradiação solar e pelo arcabouço regulatório que incentiva a sua adoção.

Figura 2 - Participação das Fontes Renováveis na Micro e Minigeração Distribuída no Brasil



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2025).

A expansão da geração distribuída pode acarretar alguns benefícios ao sistema elétrico, como redução das perdas técnicas, em razão da proximidade entre a geração e a carga, e o adiamento de investimentos em infraestrutura de transmissão, embora esses benefícios não se manifestem de maneira uniforme em todos os cenários. Entretanto, a rápida expansão da geração distribuída, especialmente nas redes de baixa tensão, tem acarretado desafios relacionados à operação do sistema e à qualidade da energia elétrica, tornando necessária a realização de estudos mais

aprofundados a respeito de fenômenos como a injeção de distorções harmônicas (DUARTE; FERREIRA; KIPERSTOK, 2021).

Em razão da ampla inserção de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição, especialmente em baixa tensão, se faz necessário compreender o seu princípio de funcionamento, bem como os componentes envolvidos e os seus resultados sobre o sistema elétrico.

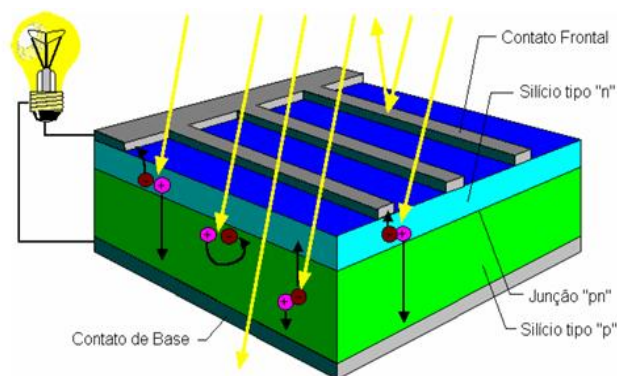
## 2.2. Energia Solar Fotovoltaica

### 2.2.1. Princípio de Conversão Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica se baseia na conversão direta da radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Esse fenômeno foi descoberto em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, no qual se observou a geração de uma diferença de potencial elétrico entre dois eletrodos quando uma célula eletroquímica era submetida à incidência de luz, essa descoberta marcou o início do desenvolvimento de tecnologias fotovoltaicas modernas (BECQUEREL, 1839).

O efeito fotovoltaico manifesta-se em materiais semicondutores, sendo o silício o mais amplamente empregado na fabricação das células fotovoltaicas. Segundo o CRESESB (2006), esses materiais apresentam uma estrutura eletrônica composta por uma banda de valência e uma banda de condução, separadas por uma lacuna de energia (*band gap*). Quando a radiação solar incide sobre a célula, fótons com energia igual ou superior ao *band gap* do material transferem energia aos elétrons, promovendo-os da banda de valência para a banda de condução. A estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício pode ser visualizada na Figura 3.

Figura 3- Corte transversal de uma célula fotovoltaica



Fonte: CRESESB (2006)

Ainda segundo o CRESESB (2006), o semicondutor passa por um processo chamado dopagem no qual são introduzidas algumas impurezas controladas no silício puro a fim de formar a junção PN, região responsável pelo surgimento de um campo elétrico interno. Sob a incidência da radiação solar, esse campo promove a separação dos pares elétron-lacuna gerados, direcionando os elétrons para a região do tipo N e as lacunas para a região do tipo P. No momento em que há conexão entre os terminais de uma célula fotovoltaica e um circuito externo se estabelece um fluxo contínuo de elétrons, caracterizando a geração de corrente elétrica em corrente contínua (CC).

### **2.2.2 Classificação de Sistemas Fotovoltaicos**

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), através da NBR 11704:2008, classifica os sistemas fotovoltaicos. Essa classificação é feita considerando a interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica e quanto a sua configuração. De modo geral, estes sistemas dividem-se em três grandes grupos, sendo eles: sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (*on-grid* ou SFCR), sistemas fotovoltaicos isolados (*off-grid*) e sistemas fotovoltaicos híbridos. Essa classificação está relacionada principalmente à forma de operação do sistema, à presença ou não de armazenamento de energia e ao modo de interação com a rede elétrica de distribuição.

Os sistemas isolados operam de forma independente da rede de distribuição de energia, de modo geral, fazem uso de alguma forma de armazenamento. Os sistemas híbridos combinam o SFCR com sistemas isolados com armazenamento, esse tipo de configuração permite maior flexibilidade operacional, especialmente em situações de falhas no fornecimento ou necessidade de maior confiabilidade energética (VILLALVA, 2015).

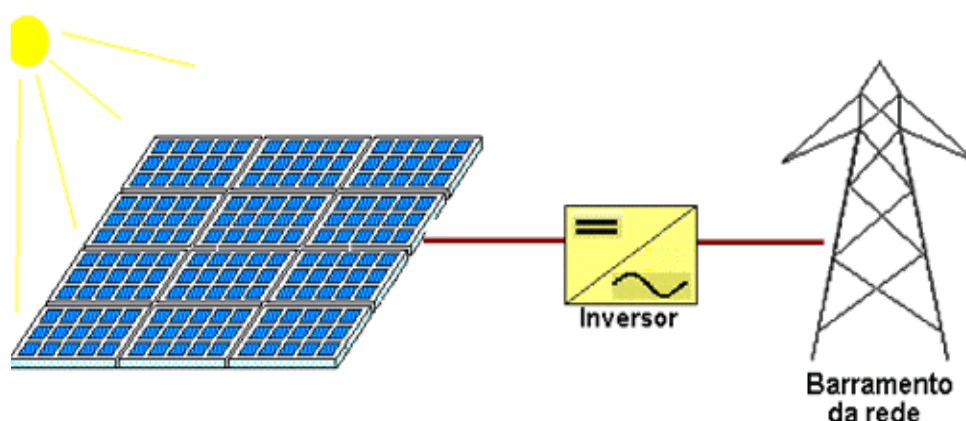
Apesar de suas relevâncias em aplicações específicas, os sistemas fotovoltaicos isolados e híbridos não apresentam interação com a rede elétrica de distribuição ou apresentam mas de forma limitada. Em função disso, não constituem objeto de estudo deste trabalho, que se concentra na análise dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, especialmente aqueles inseridos em redes de baixa tensão.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são amplamente disseminados no cenário brasileiro, especialmente no contexto da geração distribuída em redes de baixa tensão. Esse tipo de sistema se caracteriza pela ausência de dispositivos de

armazenamento de energia, uma vez que toda a energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos é injetada diretamente na rede de distribuição (CRESESB, 2006).

Um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é composto, em sua configuração básica, por um gerador fotovoltaico, um inversor e a rede elétrica local, conforme ilustrado na Figura 4 (ZILLES et al., 2012).

Figura 4- Sistemas Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR).



Fonte: CRESESB (2006).

O gerador fotovoltaico é constituído por módulos fotovoltaicos que, a partir da incidência da radiação solar, produzem energia elétrica em corrente contínua. Essa energia é posteriormente convertida em corrente alternada por meio dos inversores eletrônicos de potência, possibilitando a sua injeção direta na rede elétrica de distribuição (ZILLES et al., 2012).

Nesse tipo de sistema, a unidade consumidora também pode ser considerada uma unidade geradora, uma vez que a interação com a rede de distribuição ocorre de forma bidirecional. Nos períodos em que a geração de energia é maior que o consumo, o seu excedente é injetado na rede gerando um crédito para compensar os momentos em que a geração é baixa ou inexistente, quando a energia necessária ao atendimento das cargas é suprida pela concessionária (ZILLES et al., 2012).

Essa interação entre unidade consumidora/geradora e a rede de distribuição, característica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), passou a ser regulamentada no Brasil pelo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, instituído pela Lei nº 14.300/2022 e regulamentado atualmente pela Resolução Normativa nº 1.059/2023 da ANEEL. Além disso, esses sistemas devem atender

também às normas técnicas e aos procedimentos estabelecidos pelas concessionárias locais, de modo a garantir que a energia produzida tenha níveis adequados de qualidade de energia, segurança e confiabilidade do sistema (HIOKI; AMARANTE, 2017).

Dentre os diversos aspectos relacionados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é importante destacar os seus principais componentes e seus devidos funcionamentos, pois estes exercem influência direta no desempenho do sistema e principalmente na qualidade da energia elétrica injetada na rede.

### **2.2.3 Componentes de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são constituídos por um conjunto de componentes responsáveis pela conversão da energia solar em energia elétrica, pelo condicionamento dessa energia aos padrões exigidos pela rede de distribuição e pela sua entrega segura ao sistema elétrico. De modo geral, esses sistemas são compostos pelo gerador fotovoltaico, inversor eletrônico de potência, dispositivos de proteção e sistema de medição e conexão à rede.

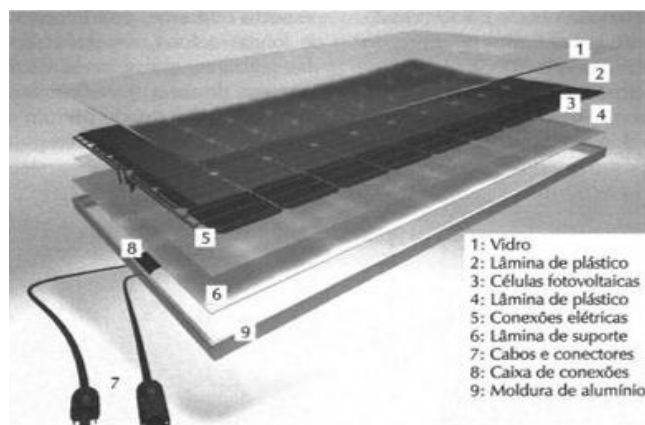
#### *2.2.3.1 Gerador Fotovoltaico*

A célula fotovoltaica é o componente base de geração de um sistema fotovoltaico, sendo responsável por gerar a energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico com a incidência da radiação solar. Essas células são fabricadas, predominantemente, com material semicondutor, principalmente com o silício, devido às suas propriedades elétricas e à sua abundância (VILLALVA, 2015).

Considerando que os níveis de tensão e correntes resultantes de uma única célula são muito baixos, fez-se necessário a junção de diversas células fotovoltaicas em arranjos em série e/ou paralelo, a fim de atender os níveis de tensão e correntes requeridos nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, essa junção de várias células deu origem ao módulo fotovoltaico (VILLALVA, 2015).

As células solares são extremamente finas e, conseqüentemente, apresentam elevada fragilidade, em virtude disso torna-se necessário realizar o seu encapsulamento em placas rígidas ou flexíveis, a depender do tipo de célula e de sua aplicação, para que haja resistência mecânica e proteção frente às adversidades climáticas às quais o sistema possa estar exposto. A Figura 5, ilustrada abaixo, apresenta todas as partes que compõem o módulo fotovoltaico.

Figura 5- Componentes de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Villalva (2015).

De modo geral, o encapsulamento é composto por uma camada frontal de vidro temperado de alta transparência, camadas intermediárias de acetato de etil vinila (EVA), além de estrutura de alumínio anodizado e, na parte posterior, a caixa de junção com as conexões elétricas contendo os cabos positivo e negativo e conexões macho e fêmea (PINHO; GALDINO, 2014).

O desempenho de um módulo é também determinado pelo seu comportamento elétrico, o qual pode ser analisado por meio de suas curvas características. A tensão e corrente disponíveis nos terminais de um módulo não são constantes, uma vez que dependem da irradiância solar e da temperatura da célula, essa relação entre tensão e corrente forma a curva característica corrente versus tensão (I-V). O ponto de operação do módulo, definido sobre essa curva, varia de acordo com as características da carga conectada. Em razão desse comportamento não linear, o módulo fotovoltaico não se configura como uma fonte elétrica convencional (VILLALVA, 2015).

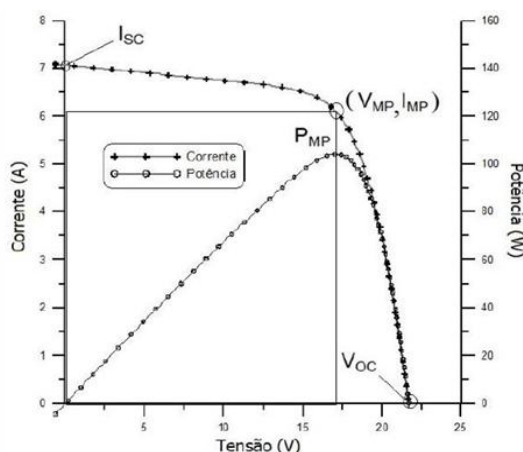
A curva característica I-V representa graficamente o comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico, nessa curva há três pontos de operação importantes, sendo eles: o curto circuito, o circuito aberto e o ponto de máxima potência (PINHO; GALDINO, 2014).

O curto-circuito representa a condição em que a tensão é nula nos terminais dos módulos, e por consequência, a corrente, medida em amperes [A], atinge seu valor máximo, essa grandeza é denominada corrente de curto-circuito e é representada pela sigla  $I_{sc}$  (VILLALVA, 2015).

Na condição de circuito aberto, os terminais estão desconectados da carga, gerando uma corrente nula e com isso a tensão, medida em volts [V], atinge seu valor máximo, a esta grandeza dá-se o nome de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) (VILLALVA, 2015).

Por fim, o ponto de máxima potência, como o próprio nome remete, se refere a potência máxima que pode ser fornecida a carga, esta grandeza é medida em watts [W] e corresponde a multiplicação da corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ ) pela tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ). A Figura 6 apresenta as curvas características I-V e P-V de um módulo, destacando as grandezas elétricas mencionadas anteriormente (VILLALVA, 2015).

Figura 6- Curvas características I-V e P-V de um módulo fotovoltaico



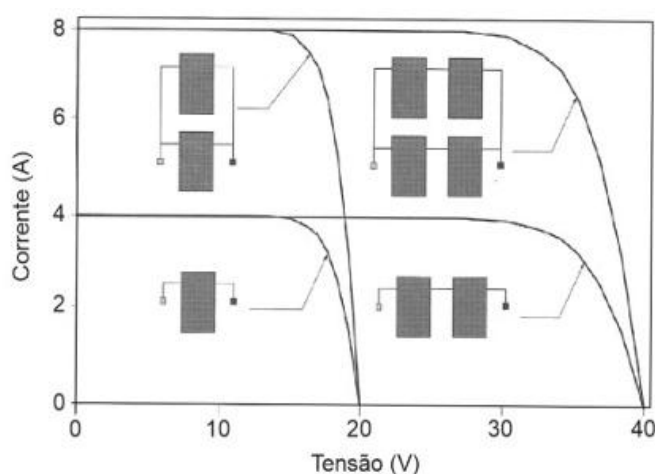
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Para obtenção dessas curvas os módulos são submetidos a Condições Padrões de Teste (STC), sendo elas: irradiância solar de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , distribuição espectral padrão para massa de ar AM de 1,5 e temperatura da célula de  $25^\circ\text{C}$ . Esse padrão é seguido em todos os módulos de modo a tornar possível a sua classificação, bem como a comparação de qualidade entre os modelos existentes (VILLALVA, 2015).

Com a finalidade de elevar os níveis de tensão e corrente do sistema, os módulos são associados em série e em paralelo, respectivamente. De forma análoga a circuitos elétricos, na associação em série as tensões de cada módulo se somam, resultando em uma elevação de tensão no conjunto, enquanto que a corrente que circula é a mesma que circula individualmente em cada módulo. Por sua vez, na associação em paralelo, a tensão de saída é a mesma de cada módulo

individualmente e as correntes individuais se somam, de modo que há uma elevação da corrente total no conjunto (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 7 exposta a seguir, ilustra o efeito das associações em série e em paralelo de módulos fotovoltaicos sobre a curva I-V.

Figura 7- Curva I-V para diferentes associações de módulos fotovoltaicos



Fonte: Zilles et. al (2017)

A depender da necessidade, é possível associar simultaneamente em paralelo e em série, configurando uma associação mista, ao conjunto formado por estas associações se dá o nome de arranjo fotovoltaico.

Considerando que a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é de natureza contínua e que os sistemas de distribuição operam em corrente alternada, torna-se necessária a conversão dessa energia, para isso utilizam-se inversores fotovoltaicos.

### 2.2.3.2 Inversor Fotovoltaico

Os inversores fotovoltaicos constituem equipamentos eletrônicos de potência que processam a energia gerada nos módulos fotovoltaicos, convertendo a energia CC em energia CA. Além da conversão, esses equipamentos também são responsáveis pelo controle do ponto de máxima potência, por adequar essa energia aos padrões exigidos pela rede elétrica e pela implementação de funções de proteção e monitoramento do sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

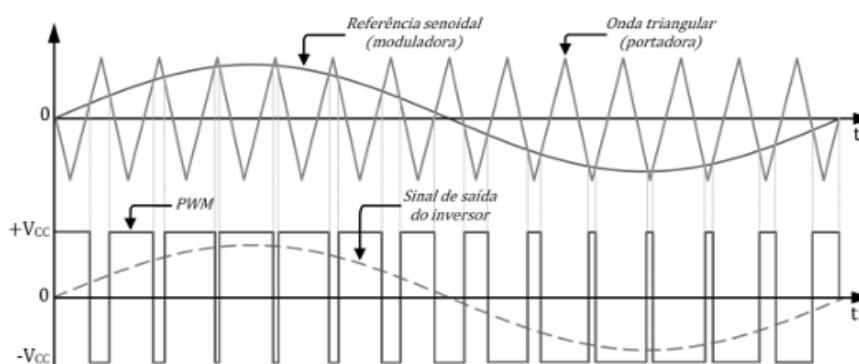
Os inversores fotovoltaicos são constituídos de dispositivos semicondutores de chaveamento, a exemplo dos IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e dos MOSFETs (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*). Esses dispositivos

permitem controlar a forma de onda da tensão e da corrente produzidas na saída do inversor, por meio de chaveamento eletrônico em altas frequências (VILLALVA, 2015).

Esse processo de chaveamento dos dispositivos semicondutores apresenta um comportamento não linear e, devido a isso, os inversores podem introduzir componentes harmônicas na corrente elétrica injetada na rede. A fim de reduzir esse conteúdo harmônico, são empregadas técnicas de modulação de sinal, em especial a modulação por largura de pulso (*Pulse Width Modulation - PWM*), que buscam ajustar o intervalo de condução das chaves semicondutoras e melhorar a qualidade da forma de onda na saída do inversor (VILLALVA, 2015).

O princípio de funcionamento PWM consiste em acionar de forma alternada os dispositivos semicondutores resultando em uma sequência de pulsos elétricos com larguras variadas ao longo do tempo. Há um sinal portador de maior frequência, geralmente de forma triangular, que é utilizado para comparações com o sinal senoidal de referência para que sejam definidos os instantes de acionamento e desligamento desses dispositivos (RASHID, 2014). O resultado desse processo é uma sequência de pulsos cuja média ao longo do tempo gera uma forma de onda alternada semelhante a uma senoidal como pode se observar na Figura 8 apresentada abaixo.

Figura 8- Princípio da Modulação por Largura de Pulso (PWM)



Fonte: FORTES (2018), apud CASTRO (2019)

Outras duas funções importantes dos inversores conectados à rede são o rastreamento do ponto de máxima potência, conhecido como *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*, e a detecção de ilhamento, também conhecida por função anti-ilhamento.

O MPPT possibilita a maximização da potência fornecida pelos módulos por meio da utilização de diversos algoritmos de controle, como perturbação e observação e condutância incremental, entre outros. Considerando que, em condições normais de

operação, os valores de tensão e corrente variam de acordo com a irradiância solar e a temperatura das células, o MPPT ajusta continuamente o ponto de operação do sistema, buscando sempre a melhor relação entre tensão e corrente, permitindo, dessa forma, um melhor aproveitamento da energia disponível (VILLALVA, 2015).

Já a função anti-ilhamento detecta a interrupção do suprimento de energia pela rede e, automaticamente, desconecta o sistema de geração a fim de garantir a segurança dos equipamentos e das equipes de manutenção da rede elétrica (VILLALVA, 2015). Nesse contexto, para garantir a segurança dos equipamentos e do sistema como um todo, torna-se necessária a utilização de dispositivos de proteção adequados para atuarem em condições anormais de operação, como em situações de falhas, sobretensão, entre outras.

### 2.2.3.3 Dispositivos de Proteção

Os dispositivos de proteção são essenciais em sistemas fotovoltaicos, pois tem a finalidade de reduzir os efeitos das possíveis falhas e condições anormais de operação. Embora representem um custo adicional na instalação, contribuem significativamente para o aumento da confiabilidade e da segurança do sistema.

No lado CC do sistema fotovoltaico, que vai dos módulos até a entrada do inversor, um dos principais elementos de proteção é a *string box*, também denominada caixa de junção, pode ser adquirida pronta ou montada pelo próprio instalador (VILLALVA, 2015). De modo geral, a *string box* é composta pelos seguintes dispositivos:

- Chave seccionadora: chave destinada a interromper a passagem de corrente contínua com segurança;
- Fusíveis: dispositivo de proteção responsáveis por interromper o circuito em situações de sobrecorrentes;
- Dispositivo de Proteção Contra Surtos (DPS): dispositivo de proteção contra descargas atmosféricas que podem causar sobretensões.

Os dispositivos de proteção do lado CA estão localizados após o inversor e seu dimensionamento segue as mesmas diretrizes aplicadas às instalações elétricas de baixa tensão, regidas pela ABNT NBR 5410 (ABNT, 2004). De modo geral, essa proteção é composta pelos seguintes elementos:

- Disjuntor: dispositivo responsável por interromper automaticamente o circuito em situações de curto-circuito ou sobrecorrentes;
- DPS: dispositivo destinado a proteger o sistema contra sobretensões transitórias, que podem ser provocadas por descargas atmosféricas ou manobras na rede elétrica, nesse caso sendo específico para atuar em corrente alternada;
- Sistema de Aterramento: responsável por proporcionar um caminho seguro para correntes de fuga e surtos elétricos em direção ao solo.

#### 2.2.3.4 *Sistemas de Medição e Conexão à Rede*

A interface entre o sistema fotovoltaico da unidade consumidora e a rede de distribuição da concessionária ocorre por meio dos sistemas de medição e conexão à rede. Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o medidor de energia é responsável por acompanhar toda energia consumida da rede quanto a energia excedente gerada pelo sistema e injetada na rede de distribuição. Devido ao monitoramento desses dois fluxos de energia, esse equipamento é denominado medidor bidirecional.

Esses medidores são instalados pela concessionária e seu uso é primordial para a correta contabilização da energia elétrica. Quando o excedente de energia é injetado na rede, são gerados créditos em favor do consumidor. Por outro lado, quando o consumo ultrapassa a geração, o medidor registra a energia vinda da rede, a qual posteriormente é faturada pela concessionária. Dessa forma, esses equipamentos permitem que, por meio dos dados registrados, seja realizado o processo de compensação de energia (RUTHER, 2004).

Diante do exposto neste tópico, percebe-se que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são compostos por um conjunto de elementos que atuam de forma integrada, desde a conversão da radiação solar em energia elétrica até a injeção na rede de distribuição. Nesse contexto, a crescente inserção desses sistemas nas redes de distribuição exige a avaliação de parâmetros técnicos relacionados à qualidade de energia elétrica, uma vez que a sua operação pode influenciar diretamente os níveis de tensão e corrente no sistema.

## 2.3 Qualidade de Energia

A qualidade de energia elétrica tem se tornado um tema de crescente relevância para as concessionárias de energia e para os consumidores finais, sendo considerada um dos principais aspectos relacionados à operação segura e eficiente dos sistemas elétricos de potência. De modo geral, a qualidade de energia elétrica engloba diferentes distúrbios elétricos que podem afetar as características da tensão e corrente fornecidas aos consumidores, podendo comprometer o fornecimento de energia e o desempenho de equipamentos.

Os problemas associados à qualidade de energia elétrica não são recentes; entretanto, a forma de tratá-los evoluiu consideravelmente nos últimos anos. Atualmente, esses distúrbios são analisados considerando o comportamento global do sistema, uma vez que assim se torna possível considerar a complexidade do sistema elétrico e a sua dependência maior de equipamentos sensíveis a variações nas condições de fornecimento de energia (DUGAN *et al.*, 2003).

Esse tema tem gerado crescente preocupação devido a diversos fatores, dentre os quais se destaca o aumento da utilização de equipamentos eletrônicos de potência e dispositivos controlados por microprocessadores. Esses equipamentos, amplamente utilizados em processos industriais e em sistemas de geração distribuída, apresentam maior sensibilidade a variações de tensão e corrente elétrica, quando comparados a equipamentos de décadas anteriores.

Outro fator também relevante é a busca contínua por maior eficiência energética, que tem impulsionado a adoção de tecnologias como acionamentos de velocidade variável, bancos de capacitores e conversores eletrônicos. Embora essas tecnologias contribuam para a redução de perdas elétricas e para a melhoria do desempenho energético dos sistemas, sua operação pode resultar na introdução de componentes harmônicas no sistema elétrico.

A qualidade de energia pode ser definida sob diferentes perspectivas. De modo geral, esse conceito está associado à capacidade do sistema elétrico de fornecer energia dentro dos limites aceitáveis de tensão, corrente e frequência. Sendo assim, entende-se por problema de qualidade de energia qualquer problema de energia manifestado em desvio de tensão, corrente ou frequência que possa resultar em falha ou mau funcionamento de equipamentos conectados ao sistema elétrico (DUGAN *et al.*, 2003).

A avaliação da qualidade da energia elétrica envolve a identificação e o monitoramento de diversos distúrbios que podem afetar as características das grandezas elétricas. No cenário brasileiro, o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), mais especificamente o Módulo 8, estabelece os critérios e procedimentos para essa avaliação, definindo parâmetros e indicadores utilizados para caracterizar a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

De modo geral, o Módulo 8 estabelece que a qualidade de energia elétrica pode ser avaliada por meio da análise dos seguintes fenômenos:

- Variações de tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Distorções harmônicas;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão; e
- Variação de frequência.

Considerando que as cargas atuais diferem significativamente das utilizadas nas décadas anteriores, apresentando maior sensibilidade a distúrbios elétricos e, ao mesmo tempo, podendo causar outros distúrbios, torna-se de extrema relevância o monitoramento e controle deles. Em muitos casos, esses fenômenos podem comprometer o funcionamento de outros equipamentos, reduzir a sua vida útil, além de gerar perdas elétricas significativas (LOURENÇO, 2012).

Dentre os fenômenos citados, associados à qualidade de energia elétrica, as distorções harmônicas assumem papel de destaque em sistemas que utilizam equipamentos eletrônicos de potência, como inversores empregados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, sendo, dessa forma, o principal objeto de estudo deste trabalho.

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, as distorções harmônicas estão diretamente associadas ao funcionamento dos inversores eletrônicos responsáveis pela conversão da energia gerada em corrente contínua para corrente alternada. Esses equipamentos utilizam técnicas de comutação eletrônica e modulação que, embora essenciais para o controle da potência e sincronização com a rede elétrica, podem introduzir componentes harmônicas na forma de onda da corrente e da tensão.

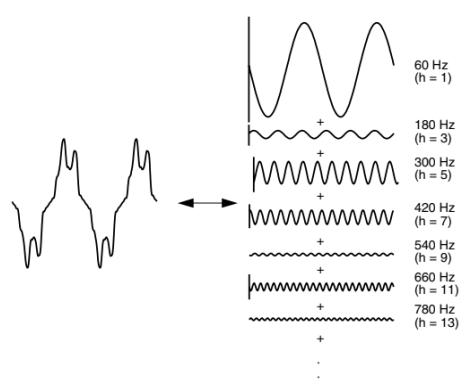
No entanto, inversores modernos são projetados com sistemas de controle e filtragem que limitam a propagação dessas distorções, mantendo os níveis de harmônicos dentro de padrões aceitáveis de qualidade de energia. Dessa forma, a magnitude das distorções harmônicas em sistemas fotovoltaicos depende não apenas das condições de operação do arranjo gerador, mas principalmente das características de controle do inversor e das condições da rede elétrica no ponto de conexão (NAIDU *et al.*, 2023).

### 2.3.1 Distorções Harmônicas

As distorções harmônicas constituem um dos principais fenômenos associados à qualidade de energia elétrica. Esse fenômeno ocorre quando a forma de onda da tensão ou da corrente se afasta do seu formato de onda ideal, uma senóide, devido à presença de componentes de frequências múltiplas da frequência fundamental. No contexto brasileiro, os harmônicos são múltiplos da frequência de 60 Hz (ANEEL, 2021).

As distorções harmônicas são causadas por dispositivos não lineares presentes na rede elétrica, como inversores eletrônicos, retificadores e equipamentos eletrônicos de potência. Nesses dispositivos, a corrente não é proporcional à tensão aplicada, resultando em formas de onda distorcidas. Do ponto de vista matemático, essas formas de ondas distorcidas podem ser decompostas em componentes senoidais de frequências diferentes considerando que qualquer forma de onda periódica e distorcida pode ser expressa como uma soma de senóides, conforme ilustrado na Figura 9 (DUGAN *et al.*, 2003).

Figura 9- Representação em Série de Fourier de uma forma de onda distorcida



Fonte: DUGAN *et al.* (2003).

As componentes harmônicas podem ser classificadas quanto à sua ordem e frequência em relação à frequência fundamental do sistema elétrico. A ordem harmônica corresponde ao número inteiro que indica quantas vezes a frequência da componente harmônica é maior que a frequência fundamental. Por exemplo, na figura 13 são apresentadas formas de onda correspondentes às harmônicas de 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, 9<sup>a</sup>, 11<sup>a</sup> e 13<sup>a</sup> ordens, a componente de 3<sup>a</sup> ordem possui frequência três vezes maior que a fundamental, apresentando, portanto, uma frequência de 180 Hz.

Em sistemas trifásicos, é possível classificar as componentes harmônicas de acordo com a sequência, sendo ela positiva, negativa e zero. De modo geral, a componente fundamental, correspondente à primeira ordem, é classificada como de sequência positiva, a harmônica de segunda ordem apresenta sequência negativa e a harmônica de terceira ordem é classificada como de sequência zero, esse padrão repete-se sucessivamente para as demais ordens harmônicas (SOUZA; TAVARES, 2014).

Ainda de acordo com a sua ordem, as componentes harmônicas podem ser classificadas em harmônicas pares e ímpares. As harmônicas ímpares são as mais comuns e estão presentes devido à operação das cargas não lineares simétricas, enquanto as harmônicas pares geralmente estão relacionadas a condições anormais de operação, assimetrias no sistema ou defeito em equipamentos (DUGAN *et al.*, 2003).

Há um grupo particular, correspondente às componentes múltiplas de três que pertencem à sequência zero e podem resultar na circulação de corrente no condutor neutro.

No que se refere aos efeitos associados às distorções harmônicas, além da sobrecarga do condutor neutro, destacam-se o aumento de perdas elétricas, aquecimento nos equipamentos, redução de vida útil de componentes e atuação indevida de dispositivos de proteção, esses fatores podem comprometer a eficiência e também a confiabilidade do sistema elétrico (DUGAN *et al.*, 2003).

Para avaliar a presença e intensidade das distorções harmônicas na rede de distribuição de energia elétrica, conforme estabelecido pela ANEEL por meio do PRODIST Módulo 8, é necessário avaliar alguns indicadores que serão apresentados a seguir.

A Distorção Harmônica Individual de Tensão de ordem  $h$ , apresentada na Equação (1), é definida pela relação percentual entre a amplitude da tensão harmônica de ordem  $h$  e a amplitude da tensão fundamental medida.

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 [\%] \quad (1)$$

A Distorção Harmônica Total de Tensão, apresentada na Equação (2), é definida pela relação percentual entre a raiz quadrada da soma dos quadrados das amplitudes de tensões harmônicas e a amplitude da tensão fundamental medida.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%] \quad (2)$$

A Distorção Harmônica Total de Tensão para as componentes pares não múltiplas de 3, apresentada na Equação (3), é definida pela relação percentual entre a raiz quadrada da soma dos quadrados das amplitudes de tensões harmônicas pares não múltiplas de 3 e a amplitude da tensão fundamental medida.

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%] \quad (3)$$

A Distorção Harmônica Total de Tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3, apresentada na Equação (4), é definida pela relação percentual entre a raiz quadrada da soma dos quadrados das amplitudes de tensões harmônicas ímpares não múltiplas de 3 e a amplitude da tensão fundamental medida.

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%] \quad (4)$$

A Distorção Harmônica Total de Tensão para as componentes múltiplas de 3, apresentada na Equação (5), é definida pela relação percentual entre a raiz quadrada da soma dos quadrados das amplitudes de tensões harmônicas múltiplas de 3 e a amplitude da tensão fundamental medida.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%] \quad (5)$$

O módulo 8 do PRODIST estabelece ainda os indicadores DTT95%, DTT<sub>p</sub>95%, DTT<sub>i</sub>95% e DTT<sub>3</sub>95%, os quais correspondem ao valor percentil de 95% das medições realizadas para cada indicador. Esse critério determina que apenas 5% dos valores das medições para cada indicador podem ultrapassar os limites estabelecidos, esses limites serão expostos no tópico que trata sobre as normas vigentes aplicáveis à qualidade de energia elétrica.

## 2.4 Normas e Padrões Vigentes

A crescente inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede intensificou a necessidade de atendimento aos padrões de qualidade da energia elétrica, especialmente no que se refere a distorções harmônicas, variações de tensão e demais distúrbios elétricos. Diante disso, torna-se necessário o cumprimento de normas e regulamentos que estabelecem limites e critérios técnicos, com o objetivo de assegurar que tanto a energia excedente que é injetada na rede quanto a fornecida pela concessionária atendam a níveis adequados de qualidade.

Tais requisitos são estabelecidos por regulamentações e normas técnicas de órgãos como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) e a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC). Dessa forma, a seguir, serão apresentadas as principais normas relacionadas às distorções harmônicas de tensão e corrente em sistemas fotovoltaicos que servirão de base para a análise dos dados obtidos da usina em estudo.

### 2.4.1 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), elaborados pela ANEEL, constituem o principal conjunto de normas técnicas aplicáveis às redes de distribuição. Esses procedimentos estabelecem diretrizes e requisitos para planejamento, acesso, operação e qualidade da energia, sendo fundamentais para a integração entre unidades consumidoras e geradoras, como é o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Especificamente, o Módulo 8 do PRODIST trata da qualidade do fornecimento de energia elétrica, abordando aspectos relacionados à qualidade do produto oferecido e do serviço prestado. Nesse módulo são definidos termos técnicos pertinentes ao tema, bem como estabelecidos indicadores, limites e valores de referência, além da definição de metodologia de medição associadas aos principais distúrbios elétricos, como variações de tensão em regime permanente, desequilíbrio de tensão e distorções harmônicas, entre outros (ANEEL, 2021).

No que se refere às distorções harmônicas, foco deste trabalho, o Módulo 8 apresenta os indicadores e as equações utilizadas para os seus cálculos, anteriormente discutidos, bem como os limites para as distorções harmônicas totais em relação à tensão fundamental, apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Limites das Distorções Harmônicas Totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	Tensão Nominal (Vn)		
	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10.0%	8.0%	5.0%
DTT <sub>p</sub> 95%	2.5%	2.0%	1.0%
DTT <sub>i</sub> 95%	7.5%	6.0%	4.0%
DTT <sub>3</sub> 95%	6.5%	5.0%	3.0%

Fonte: ANEEL (2021).

Considera-se que:

- DTT: distorção harmônica total de tensão;
- DTT<sub>p</sub>: distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplos de 3;
- DTT<sub>i</sub>: distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplos de 3;
- DTT<sub>3</sub>: distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3.

Os valores dos indicadores são avaliados com base no percentil de 95%, o qual corresponde ao valor do indicador que é superado em apenas 5% do conjunto total de medições realizadas durante o período de análise.

Os métodos de avaliação de qualidade de energia estabelecidos pelo PRODIST, com a finalidade de verificar a conformidade do sistema com os padrões exigidos, consistem em realizar medições em pontos de conexão com intervalos de

integralização de 10 minutos. Para a composição desses indicadores devem ser consideradas 1008 leituras válidas, correspondentes à um período mínimo de 168 horas, o equivalente a 7 dias de medições (ANEEL, 2021).

#### **2.4.2 IEEE Std 519-2014: *Recommended Practice and Requeriments for Harmonic Control in Electric Power Systems***

A norma IEEE 519, desenvolvida pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, apresenta recomendações voltadas ao planejamento e operação de sistemas elétricos que possuem cargas lineares e não lineares. Essas recomendações são aplicadas em pontos de interface entre proprietários ou operadores do sistema e usuários do sistema de energia (IEEE, 2014).

Os limites trazidos nesta norma destinam-se à aplicação em um Ponto de Acoplamento Comum (PCC), entendido como o ponto no sistema de potência mais próximo do usuário onde o proprietário do sistema ou operadora poderia oferecer serviço a outro usuário. Nesse local, são analisados os níveis de distorções harmônicas de tensão e corrente, permitindo verificar a conformidade do sistema com os critérios de qualidade de energia (IEEE, 2014).

De acordo com essa prática recomendada, o controle de distorções harmônicas representa uma responsabilidade compartilhada entre operadores do sistema e usuários, isso porque esses usuários produzem correntes harmônicas que fluem através do sistema, resultando em harmônicas tensões nas tensões fornecidas a outros usuários. Assim, o estabelecimento de limites visa minimizar os efeitos negativos sobre os usuários e equipamentos do sistema (IEEE, 2014).

Nas Tabelas 2 e 3, a seguir, estão expostos os limites de distorção harmônica de tensão e de corrente, respectivamente, neste último caso para sistemas que operam entre 120V a 69kV.

Tabela 2 – Limites de Distorção Harmônica de Tensão.

<b>Tensão de Barramento no PAC</b>	<b>Harmônica Individual (%)</b>	<b>Distorção Harmônica Total THD (%)</b>
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1.0 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 121 \text{ Kv}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5

Fonte: Traduzido de IEEE Std 519 (2014)

Tabela 3 – Limites de Distorção Harmônica de Corrente.

Distorção Máxima de Corrente Harmônica em Percentual de $I_L$						
Ordem de Harmônica Individual (Harmônicos Ímpares)						
$I_{sc}/I_L$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fonte: Traduzido de IEEE Std 519 (2014)

Considera-se  $I_{sc}$  a corrente máxima de curto circuito e  $I_L$  sendo a corrente máxima de carga de demanda (componente de frequência fundamental) no Ponto de Acoplamento Comum sob condições normais de operação de carga.

#### 2.4.3 ABNT NBR 16149 - Sistemas Fotovoltaicos (FV): Características da Interface de Conexão com à Rede Elétrica de Distribuição

A ABNT NBR 16149 estabelece recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica, definindo requisitos técnicos para garantir uma operação segura e compatível com o sistema elétrico. Essa norma foi elaborada com base em diretrizes internacionais como a IEC 61727, que trata das características técnicas da interface entre sistemas fotovoltaicos e a rede elétrica, nesse caso sendo aplicado ao contexto brasileiro.

Adicionalmente, a ABNT NBR 16149 faz referência a outras normas técnicas internacionais que tratam de aspectos relacionados à compatibilidade eletromagnética e às instalações elétricas de baixa tensão. Dentre essas referências se destacam a IEC 61000 e a IEC 60364, que estabelecem critérios para avaliação de distúrbios elétricos, como distorção harmônica e definem requisitos para projeto e execução de instalações elétricas em baixa tensão, respectivamente.

A norma descreve como conveniente que a energia injetada proveniente de sistemas fotovoltaicos tenha baixos níveis de distorção harmônica de corrente a fim de assegurar que não haja efeito adverso em outro equipamento conectado à rede. Além disso, expõe que os níveis aceitáveis de distorção harmônica de tensão e também de corrente dependem do tipo das características da rede de distribuição, tipo de serviço, cargas conectadas e procedimentos adotados para a rede (ABNT, 2013).

Em relação aos níveis de distorção harmônica, tem-se que a distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor e para cada harmônica individual deve ser levado em consideração os limites apresentados abaixo na Tabela 4 (ABNT, 2013).

Tabela 4 – Limites de Distorção Harmônica de Corrente

Harmônicas Ímpares	Limites de Distorção
3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	< 4.0 %
11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	< 2.0 %
17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	< 1.5 %
23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	< 0.6 %
Harmônicas Pares	Limites de Distorção
2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	< 1.0 %
10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	< 0.5 %

Fonte: ABNT (2013).

A partir dos dados apresentados na tabela, observa-se que os limites de distorção harmônica são mais reduzidos para as harmônicas pares. Além disso, verifica-se uma tendência de redução no limite de distorção à medida que aumenta a ordem.

## 2.5 Danos em Módulos Fotovoltaicos e seus efeitos no desempenho do sistema

Os módulos fotovoltaicos constituem os principais componentes responsáveis pela conversão da energia solar em energia elétrica, portanto, esses são elementos fundamentais para o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Ao longo do tempo de operação, os módulos estão sujeitos a diferentes tipos de falhas e danos, decorrentes tanto de fatores ambientais, como fatores mecânicos e elétricos, além da degradação natural dos materiais.

De modo geral, os danos em módulos fotovoltaicos podem ser classificados em diferentes categorias, incluindo falhas elétricas, falhas mecânicas e falhas térmicas. Entre as falhas elétricas pode se destacar a interrupção parcial ou total da circulação de corrente elétrica em uma ou mais células do módulo, degradação das conexões internas e aumento da resistência de contato. Já entre as falhas mecânicas, destacam-se trincas nas células, delaminação das camadas do módulo e danos estruturais causados por esforços externos. No que se refere a falhas térmicas, a mais comum é a formação de pontos quentes, que surgem quando determinadas células

operam em condições de maior dissipação de potência, resultando em um aquecimento localizado (AGHAEI et al., 2022; AKRAM et al., 2022).

Além das falhas apresentadas acima, ainda há algumas condições de operação adversas que influenciam no desempenho do sistema fotovoltaico, sendo elas sombreamento parcial, sujeira acumulada sobre a superfície do módulo e defeitos em conexões elétricas, elas reduzem a geração de energia e alteram as características elétricas do sistema.

O dano em destaque neste trabalho é a quebra do vidro frontal do módulo, componente responsável pela proteção das células fotovoltaicas contra agentes externos e pela manutenção da integridade estrutural. Sua ocorrência pode resultar em exposição das células e dos circuitos internos à umidade, poeira e variações térmicas, favorecendo processos de corrosão, degradação dos materiais e redução do isolamento elétrico.

Além disso, o vidro danificado pode alterar a distribuição da irradiância incidente sobre as células, provocar sombreamento parcial e gerar desbalanceamento elétrico entre os módulos do arranjo, reduzindo a potência gerada pelo sistema. Em situações mais severas, esse tipo de dano pode levar à formação de pontos quentes, aumento das perdas elétricas e, eventualmente, à falha prematura do módulo.

Essas alterações podem resultar em variações no funcionamento do inversor, que passa sob condições diferentes das previstas no projeto original, influenciando, assim, o comportamento do sistema elétrico e, em determinadas situações, contribuindo para o aumento das distorções harmônicas, impactando negativamente, a qualidade de energia elétrica.

Porém, é importante destacar que a magnitude desses impactos depende da extensão do dano e da capacidade de controle do inversor, que pode manter o funcionamento do sistema dentro de condições adequadas mesmo diante de falhas localizadas.

Por isso, torna-se relevante avaliar experimentalmente o comportamento dos indicadores de qualidade de energia em situações de operação com módulos danificados, verificando se os níveis observados permanecem em conformidade com os limites estabelecidos pelas normas técnicas aplicáveis.

### 3. MATERIAL E MÉTODOS

Nesse estudo, os impactos de falhas mecânicas de módulos na geração de harmônicos são investigados por meio de análise experimental, realizada em um sistema fotovoltaico instalado no Laboratório 5 do IFPE - Campus Garanhuns, com a finalidade de compreender os efeitos reais que os danos podem provocar no desempenho de sistemas conectados à rede de baixa tensão.

A análise experimental foi conduzida em um sistema fotovoltaico que já se encontrava instalado no telhado do Laboratório de Tecnologia e Energias Renováveis (LATER) do Campus para fins de Projeto de Pesquisa, conforme mostra a Figura 10. Este possui um arranjo com 6 módulos fotovoltaicos do fabricante Canadian Solar, modelo CS6P-265P, conectados em série, formando uma única *string*, a Tabela 5 apresenta as características elétricas em Condições Padrões de Teste (STC) que cada módulo possui.

Tabela 5 –Módulos Canadian Solar

<b>Características Elétricas em Condições Padrões de Teste</b>	
Potência máxima ( $P_{max}$ )	265 W
Tensão no Ponto de Máxima Potência ( $V_{mp}$ )	30.6 V
Corrente no Ponto de Máxima Potência ( $I_{mp}$ )	8.66 A
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ )	37.7 V
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{sc}$ )	9.23 A
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Fusível Máximo em Série	15 A

Fonte: Autoria Própria

Figura 10– Arranjo Fotovoltaico em estudo



Fonte: Autoria Própria

Com os seis módulos conectados em série, o sistema apresenta uma tensão total de 183,6V aproximadamente, no ponto de máxima potência, enquanto que a corrente permanece sendo a mesma do módulo, 8.66 A. Esse sistema fotovoltaico conta com um quadro de proteção em corrente contínua, que está disposto na Figura 11.

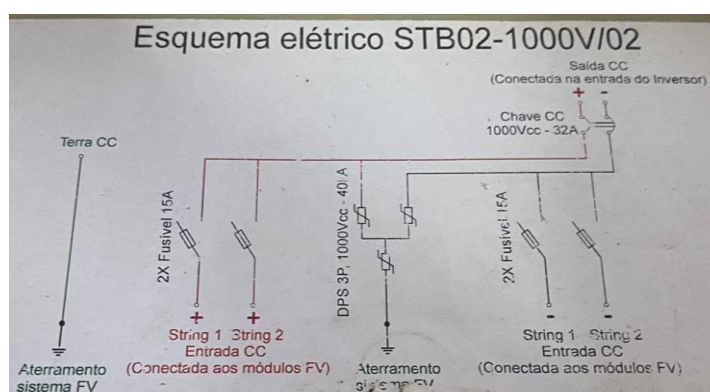
Figura 11– Caixa de Proteção CC do Sistema Fotovoltaico



Fonte: Autoria Própria

Essa caixa de proteção está localizada entre o arranjo e o inversor e é composta por diversos componentes, conforme mostra o seu diagrama unifilar apresentado na Figura 12, e na sequência contém a especificação dos seus componentes.

Figura 12– Diagrama Unifilar da Caixa de Proteção CC



Fonte: Autoria Própria.

- Fusíveis de 15<sup>a</sup>;
- Dispositivo de Proteção Contra Surtos (DPS) de 3 polos, 1000V e 40kA;
- Chave Seccionadora de 1000V e 32<sup>a</sup>.

Após o quadro de proteção, tem-se a conexão ao inversor *on-grid* PHB3000-SS, exposto na Figura 13, a Tabela 6 apresenta as suas características técnicas.

Figura 13 – Inversor Fotovoltaico PHB3000-SS



Fonte: Autoria Própria

Tabela 6 – Inversor PHB3000-SS.

<b>Características Técnicas</b>	
Tensão CC Máxima	500 Vcc
Faixa de Operação SPMP	125 ~ 450 Vcc
Corrente CC Máxima	18 A
Potência CA Nominal	3000 W
Tensão CA Nominal	220 Vca
Corrente CA Máxima CA	15 A
Frequência Nominal	60 Hz
Fator de Potência	> 0.99
Grau de Proteção	IP65
Número de <i>Strings</i> em Paralelo	2
Temperatura de Operação	-20 ~ 60°C

Fonte: Autoria Própria

A alimentação do inversor é realizada por meio de uma tomada comum de uso geral do laboratório, essa opera em 220V, fornecendo uma alimentação monofásica que é compatível com a tensão de entrada do equipamento. Além disso, com os dados citados na tabela acima, é possível perceber que o inversor opera dentro da faixa adequada ao arranjo, uma vez que a tensão total do *string* permanece dentro dos limites de operação do Rastreador do Ponto de Máxima Potência (MPPT).

Para que fosse possível avaliar a influência dos danos mecânicos no desempenho do sistema no que tange a harmônicas, foram definidos três cenários

para estudo, estes serão descritos a seguir, ressalta-se que não houve alteração nas posições dos módulos.

### **3.1. Cenário 01 - Arranjo com módulos sem o dano analisado**

Neste o sistema fotovoltaico opera com os seis módulos originais, conforme exposto na Figura 10, suas características elétricas estão dispostas na Tabela 5, neles não há qualquer dano visível no vidro frontal. Este cenário servirá de referência para compararmos os dados obtidos com os resultados dos demais cenários.

### **3.2. Cenário 02 - Arranjo com um módulo danificado**

Neste cenário, um dos módulos do arranjo original, sem avarias no vidro, foi substituído por um módulo de mesmas características elétricas nominais, porém apresentando um dano físico, caracterizado pela quebra do vidro frontal, dessa forma o arranjo passa a ser composto por 5 módulos sem o dano analisado e 1 módulo danificado, nas figuras 14 e 15 conseguimos visualizar o dano e sua proporção e o novo arranjo formado, respectivamente.

Figura 14– Módulo danificado utilizado na primeira substituição.



Fonte: Autoria Própria

Figura 15– Arranjo Fotovoltaico com o primeiro módulo danificado instalado.



Fonte: Autoria Própria

Para realizar a substituição do módulo, inicialmente desligou-se a chave seccionadora presente no quadro de proteção CC, para que todo o sistema fosse desenergizado, garantindo segurança no processo. Em seguida, os cabos CC positivo e negativo do módulo que seria removido foram desconectados e os parafusos da estrutura foram afrouxados, permitindo a retirada do mesmo.

Logo após a remoção, o módulo danificado foi posicionado no mesmo local, realizou-se os apertos necessários nos parafusos da estrutura para garantir a fixação correta e os cabos do novo módulo foram conectados ao arranjo, também em série como no arranjo original, por fim, a chave seccionadora foi acionada e o sistema retornou a sua operação normal.

### **3.3. Cenário 03 - Arranjo com dois módulos danificados**

Em sequência, no terceiro cenário houve uma nova substituição de um módulo sem avarias no vidro por outro danificado com o vidro frontal quebrado, como nos mostra a Figura 16. O módulo danificado inserido neste cenário é do fabricante Yingli Solar, possui características elétricas relativamente próxima aos demais, conforme estão apresentadas na Tabela 7.

A utilização de um módulo com características diferentes é justificada no fato de que não havia outro módulo danificado com as mesmas características, optando-se assim pela utilização de um que mais se aproximasse dos demais. Dessa forma, esse arranjo passa a ser composto por 4 módulos dano e 2 módulos danificados, conforme Figura 17.

Figura 16– Módulo danificado utilizado na segunda substituição.



Fonte: Autoria Própria

Tabela 7 – Módulo Yingli Solar

<b>Características Elétricas em Condições Padrões de Teste</b>	
Potência máxima (Pmax)	250 W (0/+5W)
Tensão no Ponto de Máxima Potência (Vmp)	29.8 V
Corrente no Ponto de Máxima Potência (Imp)	8.39 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	37.6 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	8.92 A
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Fusível Máximo em Série	15 A

Fonte: Autoria Própria

Figura 17– Arranjo Fotovoltaico com os dois módulos danificados instalados.



Fonte: Autoria Própria

O processo de substituição desse segundo módulo foi um pouco mais demorado, porque o módulo íntegro que precisava ser removido estava localizado na 5ª posição considerando da esquerda para a direita e o módulo danificado que foi

instalado no segundo cenário estava na 6ª posição. Sendo assim, devido a estrutura e para facilitar o processo, inicialmente retirou-se o módulo da 6ª posição para ter acesso ao módulo da 5ª posição. Após a remoção de ambos, deslocou-se o módulo da 6ª posição para a 5ª e o novo módulo danificado foi instalado na 6ª posição. Todo o processo, desde a desenergização do sistema e desconexão dos cabos até a reconexão deles e reenergização, foi repetido como na primeira substituição.

Cada um desses cenários descritos operou de forma individual para que fosse possível realizar a coleta dos dados necessários para o estudo, esse processo será detalhado a seguir.

### 3.4. Obtenção e Tratamento dos Dados

Para a obtenção dos dados foi utilizado o Analisador de Energia MINIPA ET-5051C, apresentado na Figura 18.

Figura 18– Analisador de Energia



Fonte: MINIPA (2014)

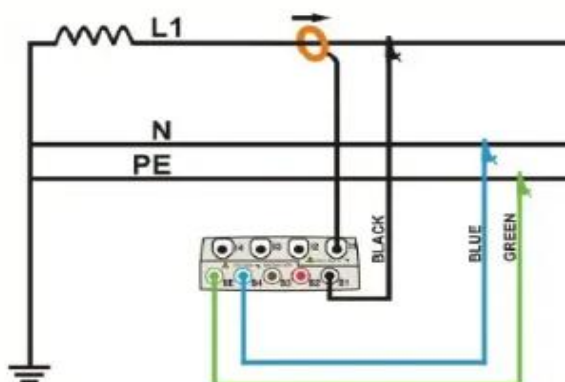
O analisador de energia utilizado apresenta conformidade com as normas IEC/EN 61000-4-30 Classe B, IEC/EN 61000-4-7 e IEC/EN 61000-4-15, relacionadas respectivamente aos métodos de medição de qualidade da energia elétrica, análise de harmônicas/inter-harmônicas e avaliação de *flicker*. Dessa forma, o equipamento possui recursos adequados para o monitoramento dos parâmetros de qualidade de energia investigados neste estudo.

Esse equipamento, projetado para monitorar a qualidade de energia, mede grandezas como: frequência, tensão, corrente, potência ativa, reativa e aparente,

energia ativa e reativa, fator de potência, harmônicas de tensão e corrente, anomalias de tensão, dentre outras, uma vez que o objetivo deste estudo é avaliar a injeção de harmônicas a partir de módulos danificados, a grandezas de maiores relevâncias foram tensão, corrente e potência, além das harmônicas de tensão e corrente.

O analisador permite conexão com sistemas monofásicos, bifásicos e trifásicos, neste caso a conexão é com sistema monofásico e foi realizada conforme diagrama apresentado na Figura 19, onde utilizamos as entradas B1 e B4 para medição de tensão, sua conexão com a fase e o neutro é feita por meio de garras e a entrada I1 para medir a corrente da fase, por meio de anel transdutor, todas essas conexões estão dispostas a seguir.

Figura 19– Diagrama de conexão do analisador de energia ao sistema monofásico



Fonte: MINIPA (2014)

Figura 20– Conexões do equipamento ao sistema fotovoltaico



Fonte: Autoria Própria

Sua configuração seguiu os requisitos de qualidade de energia estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST, como período de integralização de 10 minutos, tempo mínimo de leituras sendo 7 dias completos, possibilitando assim, pelo menos 1008 leituras válidas armazenadas. Para garantir que não houvesse interrompimento das gravações se fez necessário manter o analisador conectado ao seu carregador durante todo o período de coleta de dados.

Após a instalação e configuração do aparelho, deu-se início às gravações por meio do botão GO/STOP, a primeira delas foi iniciada em 29/10/2025 às 16h54min e finalizada em 06/11/2025 às 12h44min, a segunda em 06/11/2025 às 14h22min e foi concluída em 19/11/2025 às 14h22min e por fim, a terceira iniciou em 19/11/2025 às 16h35min e finalizou em 27/11/2025 às 16h05min, conforme registro apresentado na Figura 21.

Figura 21– Resultado das gravações de dados



N.	Tipo	Tempo1	Tempo2
1	Gravação	21/07/2025	21/07/2025
2	Gravação	23/07/2025	30/07/2025
3	Gravação	30/07/2025	04/08/2025
4	Gravação	29/10/2025	06/11/2025
5	Gravação	06/11/2025	19/11/2025
6	Gravação	19/11/2025	27/11/2025

Fonte: Autoria Própria

Todas as gravações resultaram em mais de 1008 leituras, porém para avaliação dos resultados considerou-se apenas a quantidade de leituras necessárias para o estudo, sendo o período entre 30/10 a 05/11 para o cenário 01, 07/11 a 13/11 para o cenário 02 e 20/11 a 26/11 para o cenário 03.

Todas as gravações foram transferidas para um dispositivo USB, para esse processo de transferência inseriu-se o dispositivo, nesse caso foi utilizado um

pendrive, na entrada correspondente a ele e com a gravação selecionada apertou-se o botão F2 ou na opção “COPIAR” disponível na tela do aparelho, após esse processo surge um teclado virtual na tela para nomear o arquivo e em sequência ao clicar sobre o botão SAVE ou ENTER concluiu-se o processo.

Para o tratamento dos dados selecionou-se apenas as leituras entre 7h00 e 17h00, período em que o sistema está operando, para que não haja confusão nos resultados ao comparar as harmônicas da instalação com as da rede elétrica presentes no período noturno, momento que o sistema fotovoltaico não gera energia.

O tratamento dos dados foi realizado no software Topview, ferramenta disponibilizada pelo fabricante Minipa, onde por meio de importação dos arquivos salvos no pendrive foi possível o acesso às leituras gravadas. Esse software permite visualização por meio de tabelas e também de gráficos, além de ser possível a exportação dos registros em formato .csv, o que possibilita um processamento adicional em outras ferramentas, como por exemplo, planilhas em excel.

As gravações registraram dados de tensão, corrente, potência ativa, reativa e aparente, além dos dados de harmônicos de tensão e corrente com valores de distorção harmônica total e individual para cada uma das componentes harmônicas até a 49ª ordem, esses dados serão detalhados no tópico dos resultados.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

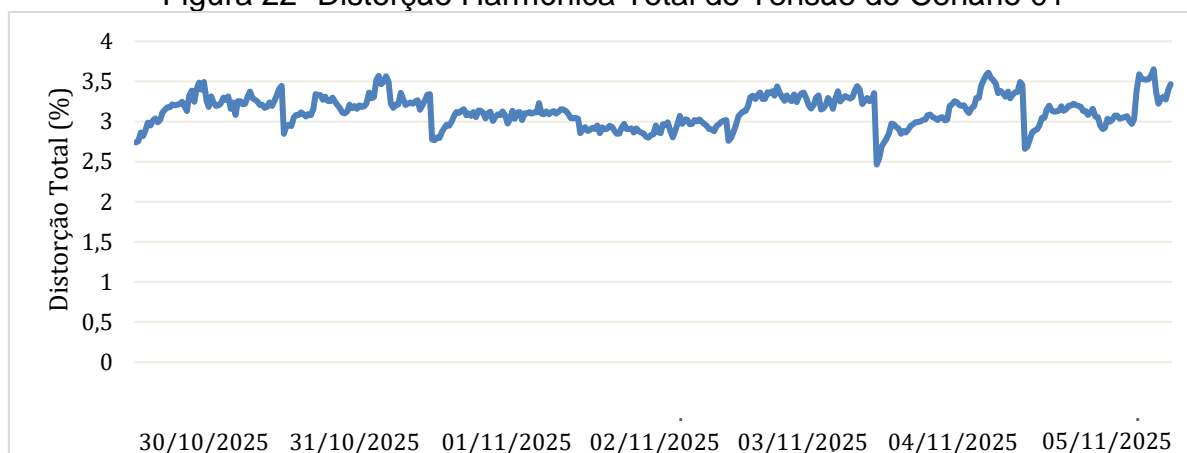
Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados das medições obtidas por meio da conexão do analisador de energia ao sistema fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão. Tais resultados referem-se à avaliação dos indicadores de qualidade de energia elétrica, determinados de acordo com a regulamentação vigente, tendo em vista que o objetivo deste trabalho consiste em analisar as injeções de harmônicas em sistemas fotovoltaicos contendo módulos danificados.

Para cada cenário estabelecido na metodologia, foram analisados os indicadores de distorção harmônica total de tensão, compreendendo a distorção harmônica total global, bem como as distorções harmônicas totais associadas às componentes harmônicas pares não múltiplas de 3, às componentes ímpares não múltiplas de 3 e às componentes múltiplas de 3, permitindo, assim, a comparação do comportamento do sistema sob diferentes condições operacionais.

### 4.1. Distorção Harmônica Total de Tensão

O primeiro indicador a ser analisado é o da Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT). Os dados desse indicador foram obtidos diretamente pelo analisador de energia que, por meio das leituras realizadas, calcula automaticamente os valores correspondentes a cada período. A Figura 22 apresenta o gráfico com as variações deste indicador ao longo do período de monitoramento do cenário 01.

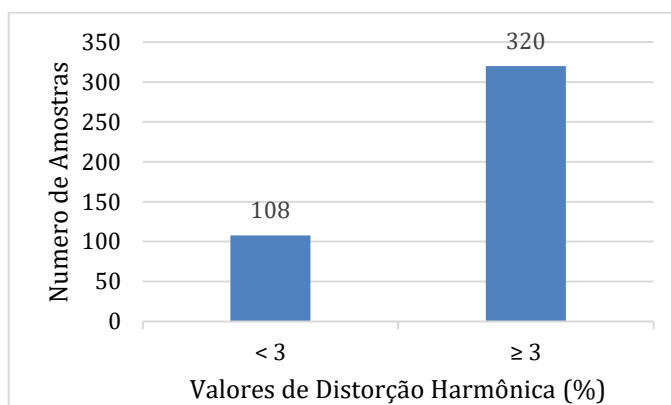
Figura 22- Distorção Harmônica Total de Tensão do Cenário 01



Fonte: Autoria Própria.

Os valores mínimo e máximo registrados foram de 2,464% e 3,651%, respectivamente. Considerando os dados de todo o período monitorado obteve-se um DTT95% de 3,46%, indicando um comportamento relativamente estável em relação à presença de componentes harmônicas tendo em vista que os limites estabelecidos pelo PRODIST para DTT95% em sistemas de baixa tensão é 10% e pela norma IEEE 519 para DTT é 8%. Esse comportamento configura as condições normais de operação, pois não há presença do dano em estudo nos módulos que compõem este sistema. A figura 23 apresenta a quantidade de leituras em relação ao percentual de distorção, considerando a divisão dos valores em menor que 3 e maior ou igual a 3.

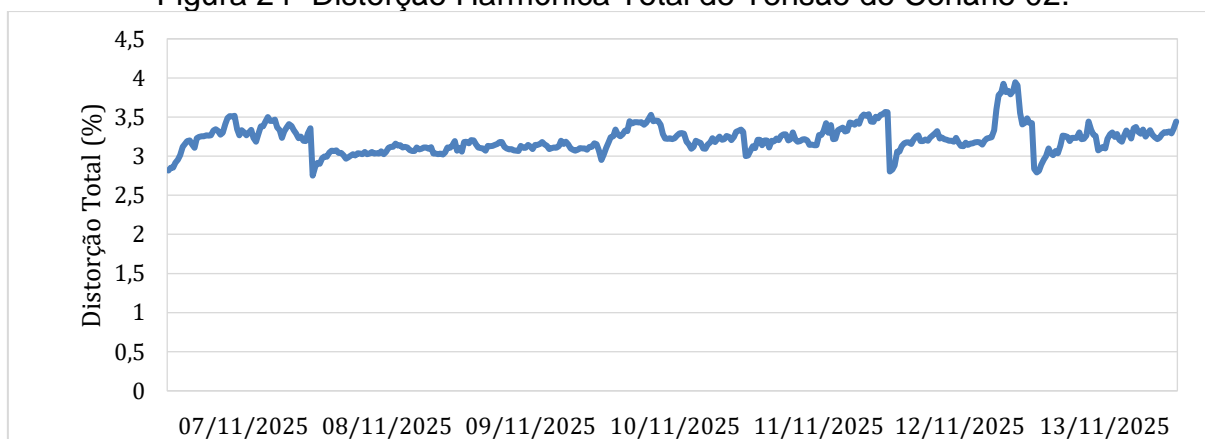
Figura 23- Quantidade de Amostras x Distorção Harmônica no Cenário 01



Fonte: Autoria Própria.

Considerando apenas o período de geração como mencionado na metodologia temos 428 amostras no total, a figura 23 nos mostra que desse total cerca de 25% das leituras são de valores menores que 3% e os outros 75% de valores maiores ou iguais a 3%. Para o segundo cenário obteve-se o comportamento apresentado na Figura 24.

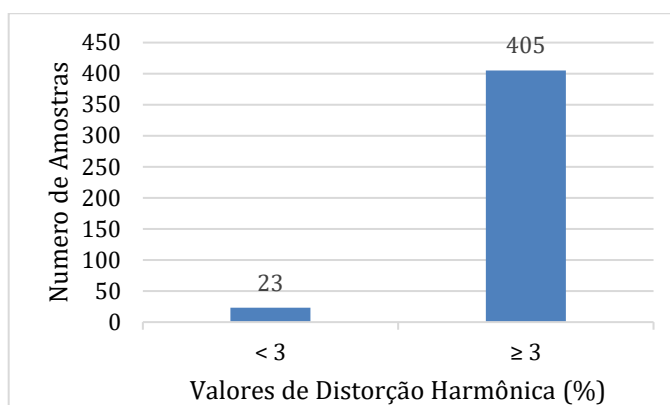
Figura 24- Distorção Harmônica Total de Tensão do Cenário 02.



Fonte: Autoria Própria.

Neste cenário os valores mínimos e máximos para o indicador de distorção harmônica total de tensão foram 2,751% e 3,945%, respectivamente. O cálculo de DTT95% resultou em 3,51%, com uma diferença de 0,05% em relação ao primeiro cenário pode-se afirmar que mesmo operando com um módulo danificado, o sistema não apresentou variações significativas na injeção de harmônicos de tensão, permanecendo dentro dos limites normativos para este indicador. A figura 25 apresenta a mesma relação entre quantidade de leituras e percentual de distorção.

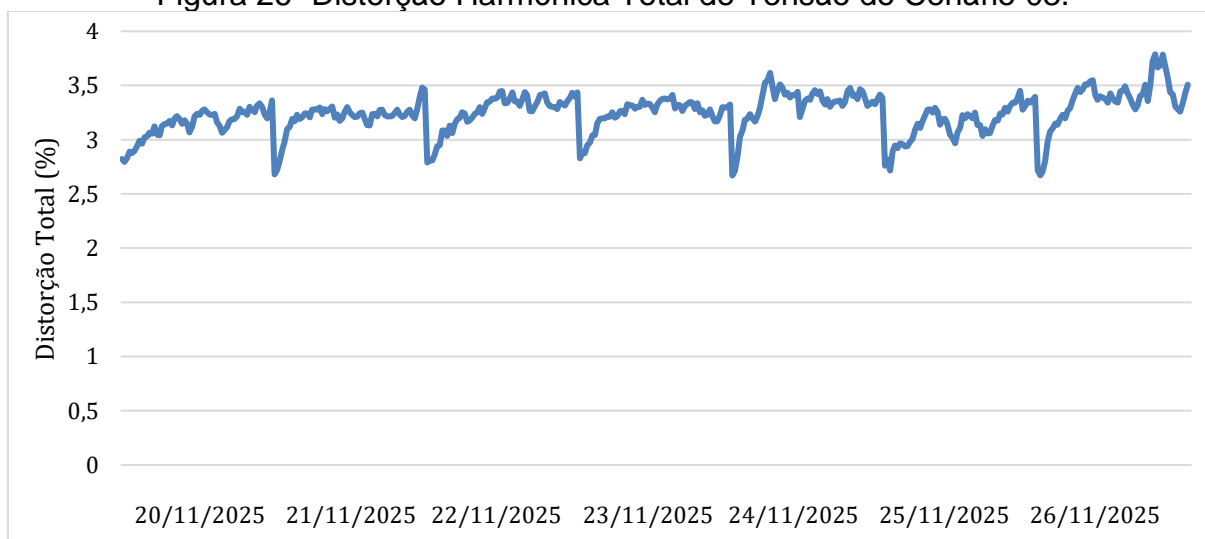
Figura 25- Quantidade de Amostras x Distorção Harmônica no Cenário 02



Fonte: Autoria Própria.

A partir da Figura 25 percebe-se que um número maior de amostras apresentou valores maiores que 3, cerca de 94%, sendo assim pode-se afirmar que no cenário 2 há uma leve tendência de maior permanência da distorção em alguns momentos, mesmo que isso não afete a amplitude global. A Figura 26 apresenta o comportamento do sistema no cenário 3 diante da distorção harmônica total de tensão.

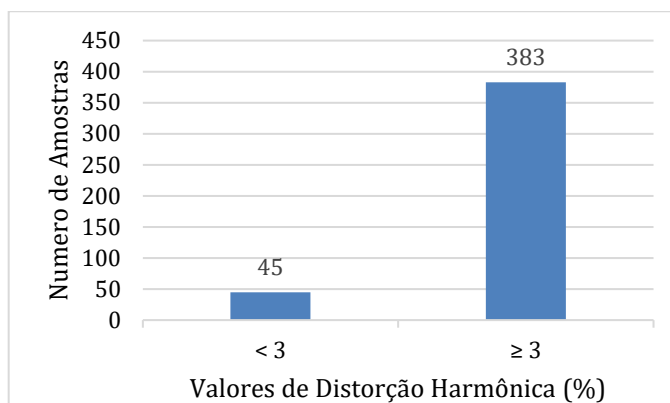
Figura 26- Distorção Harmônica Total de Tensão do Cenário 03.



Fonte: Autoria Própria.

Os valores mínimos e máximos obtidos foram 2,67% e 3,788%, respectivamente e o DTT95% resultou em 3,48%, ficando entre o primeiro e o segundo cenário. A figura 27 mostra a quantidade de leituras em relação ao percentual de distorção.

Figura 27- Quantidade de Amostras x Distorção Harmônica no Cenário 03



Fonte: Autoria Própria.

Nesse cenário, 89,5% das leituras apresentaram valores maiores ou iguais a 3%, apresentando a mesma tendência de maior permanência da distorção em alguns momentos, mesmo não afetando a amplitude global. A Tabela 8 compara os resultados dos três cenários para o indicador de distorção harmônica total de tensão.

Tabela 8 – Distorção Harmônica Total de Tensão nos 3 Cenários

Cenários	Valores Mínimos (%)	Valores Máximos (%)	DTT95%
01	2,46	3,65	3,46
02	2,75	3,94	3,51
03	2,67	3,78	3,48

Fonte: Autoria Própria

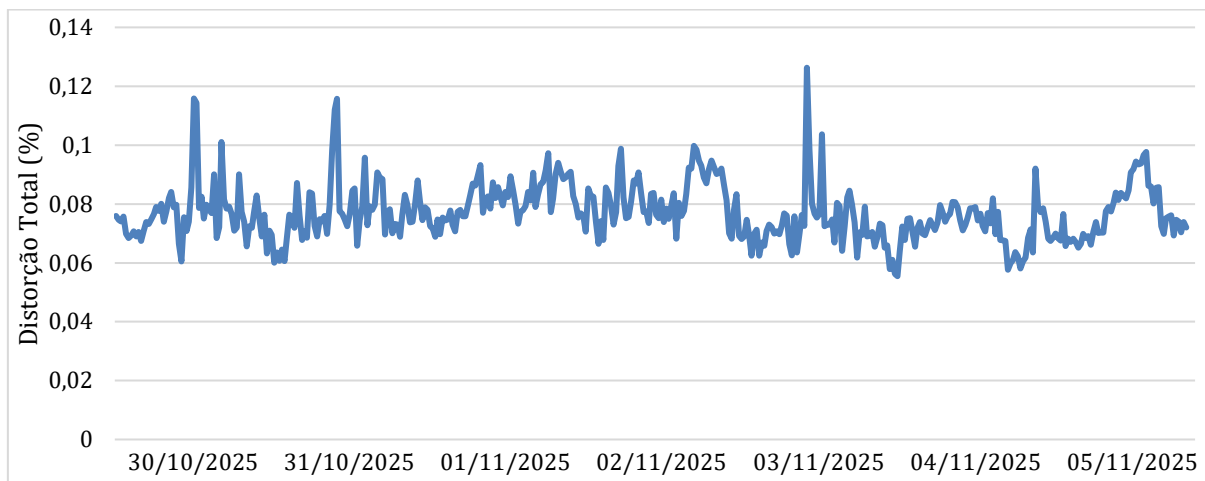
Ao analisar os dados acima, pode-se concluir que a presença do dano nos módulos dos cenários 2 e 3 não resultou em mudanças significativas nos valores de distorção harmônica total de tensão, considerando que, em relação ao cenário 1, a diferença foi muito pequena, além disso, todos os valores atenderam os limites estabelecidos pelo PRODIST e pela norma IEE 519.

#### 4.2. Distorção Harmônica Total de Tensão para as Componentes Pares não Múltiplas de 3 (DTT<sub>P</sub>)

Para a obtenção dos valores do indicador DTT<sub>P</sub> é necessário realizar o cálculo utilizando a Equação (3), a partir dos dados obtidos por meio do monitoramento das componentes harmônicas correspondentes, sendo elas de ordem 2, 4, 8, 10, 14, 16,

20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, 40, 44 e 46. A Figura 28 mostra o gráfico obtido com os dados do indicador  $DTT_P$  para o período de monitoramento do cenário 01.

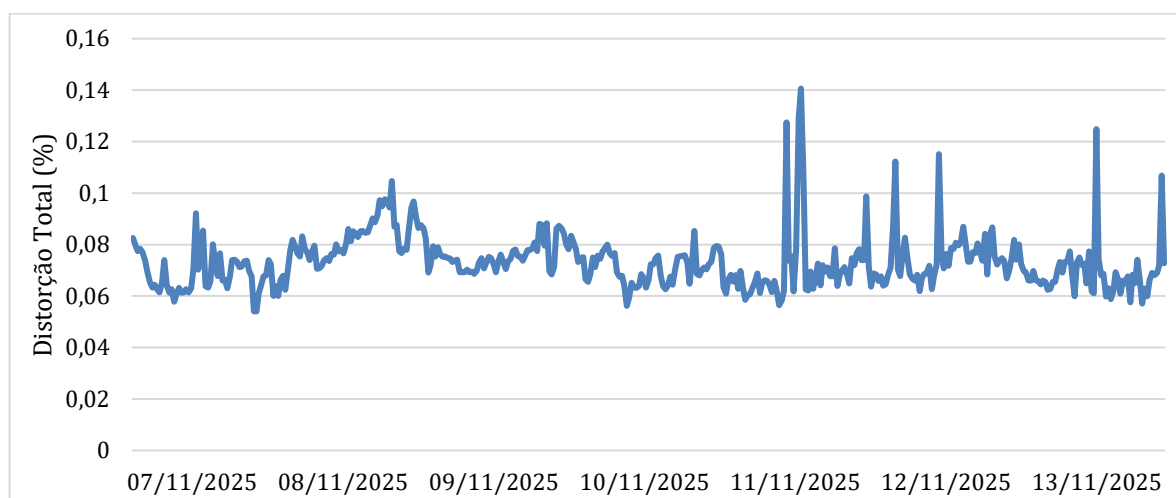
Figura 28-  $DTT_P$  do Cenário 01



Fonte: Autoria Própria.

Através dos dados calculados e da visualização do gráfico acima, obteve-se 0,055% e 0,126% para os valores mínimo e máximo durante o monitoramento, representando valores muito reduzidos, ou seja, essas componentes expressam uma contribuição pouco significativa para a distorção total do sistema. O  $DTT_{P95}$  obtido para o cenário de operação normal, sem a presença dos módulos danificados, foi 0,093%, atendendo ao limite estabelecido pelo PRODIST de 2,5%. A Figura 29 apresenta o gráfico obtido com os dados do indicador  $DTT_P$  no cenário 2.

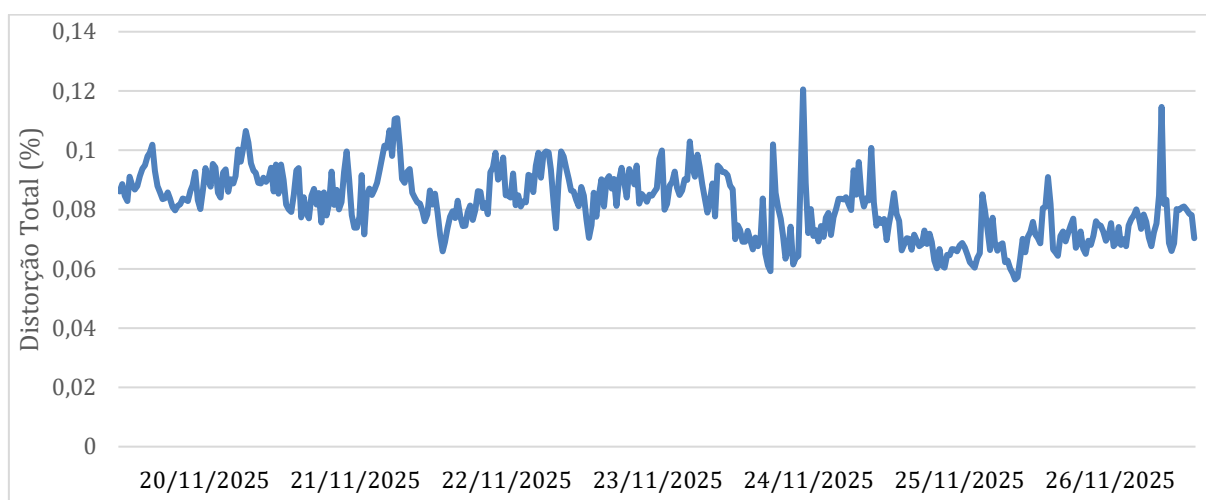
Figura 29-  $DTT_P$  do Cenário 02



Fonte: Autoria Própria.

Os valores mínimo e máximo foram 0,054% e 0,14%, respectivamente e o  $DTT_{P95\%}$  resultante dos valores observados foi de 0,088%, valor abaixo do obtido para o cenário de operação normal, com uma diferença de 0,005% pode-se afirmar que a presença do módulo danificado não resultou em mudanças nos níveis de distorção harmônica das componentes não múltiplas de 3 neste cenário. A Figura 30 mostra o gráfico obtido para o mesmo indicador  $DTT_P$  durante o período de monitoramento do cenário 03.

Figura 30-  $DTT_P$  do Cenário 03



Fonte: Autoria Própria.

Os valores mínimo e máximo obtido para o indicador neste cenário foram 0,056% e 0,120%, respectivamente, e o  $DTT_{P95\%}$  calculado resultou em 0,099%, sendo o maior percentil 95 dos três cenários, com diferença de 0,006% em relação ao primeiro e de 0,011% em relação ao segundo. A Tabela 9 compara os resultados dos três cenários para o indicador de distorção harmônica total de tensão das componentes pares não múltiplas de 3.

Tabela 9 –  $DTT_P$  nos 3 Cenários

Cenários	Valores Mínimos (%)	Valores Máximos (%)	$DTT_{P95\%}$
01	0,055%	0,126%	0,093%
02	0,054%	0,140%	0,088%
03	0,056%	0,120%	0,099%

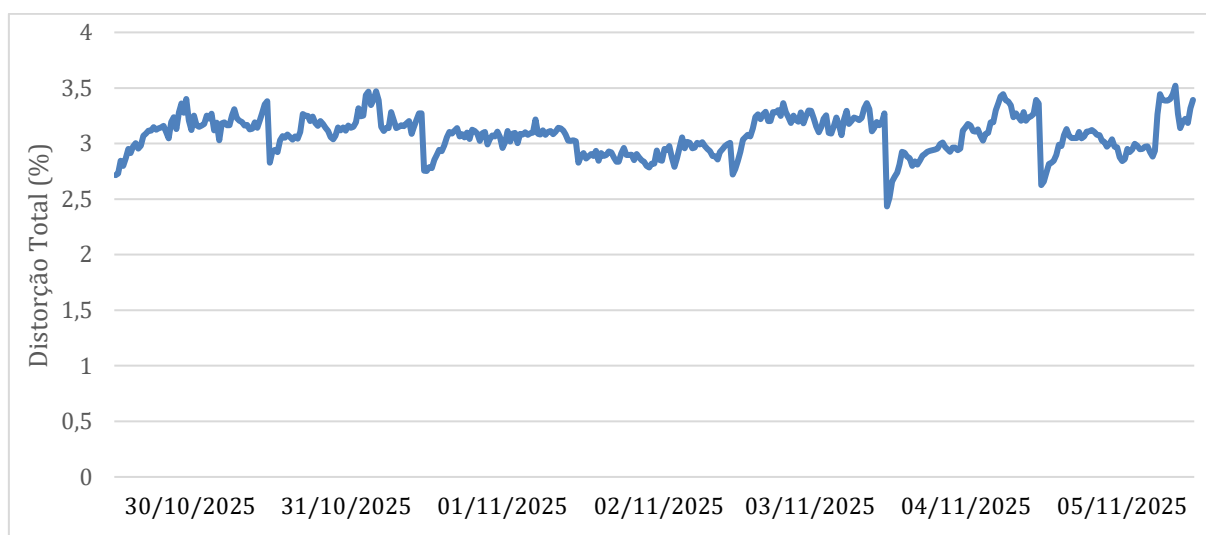
Fonte: Autoria Própria

Por meio dos dados apresentados na Tabela 9 é possível observar que a presença das falhas por meio dos módulos danificados não altera os níveis de distorção harmônica dessas componentes. Os três cenários apresentaram valores bem abaixo do limite estabelecido para  $DTT_{P95\%}$  pelo PRODIST, de 2,5%.

### 4.3. Distorção Harmônica Total de Tensão para as Componentes Ímpares não Múltiplas de 3 (DTTi)

Para a obtenção dos valores para o indicador DTTi foi realizado o cálculo utilizando a Equação (4), a partir dos dados obtidos pelo analisador de energia para as componentes harmônicas correspondentes, sendo elas de ordem 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, 41, 43, 47 e 49. A Figura 31 detalha o comportamento das distorções harmônicas totais de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de três durante o período de monitoramento do cenário 01.

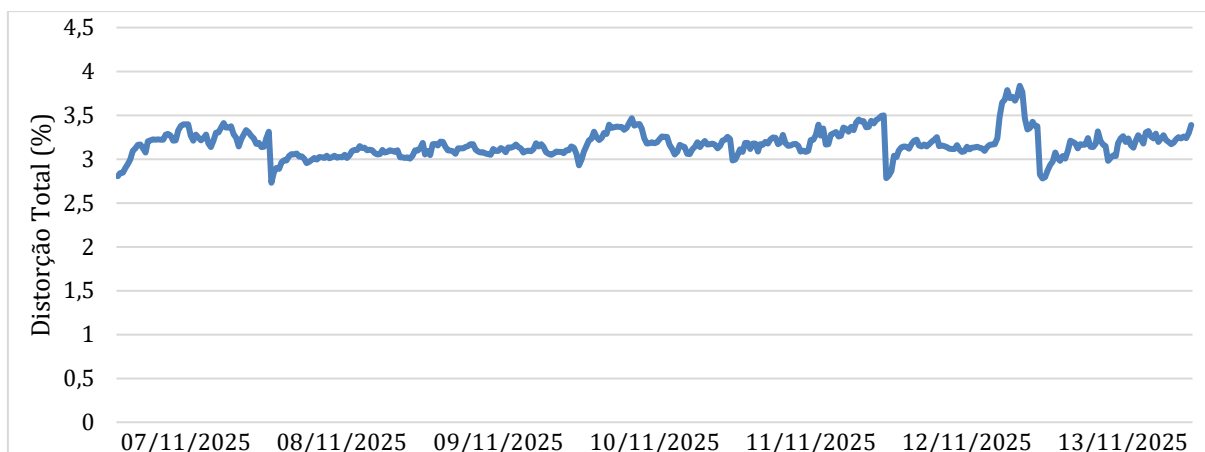
Figura 31- DTTi do Cenário 01



Fonte: Autoria Própria

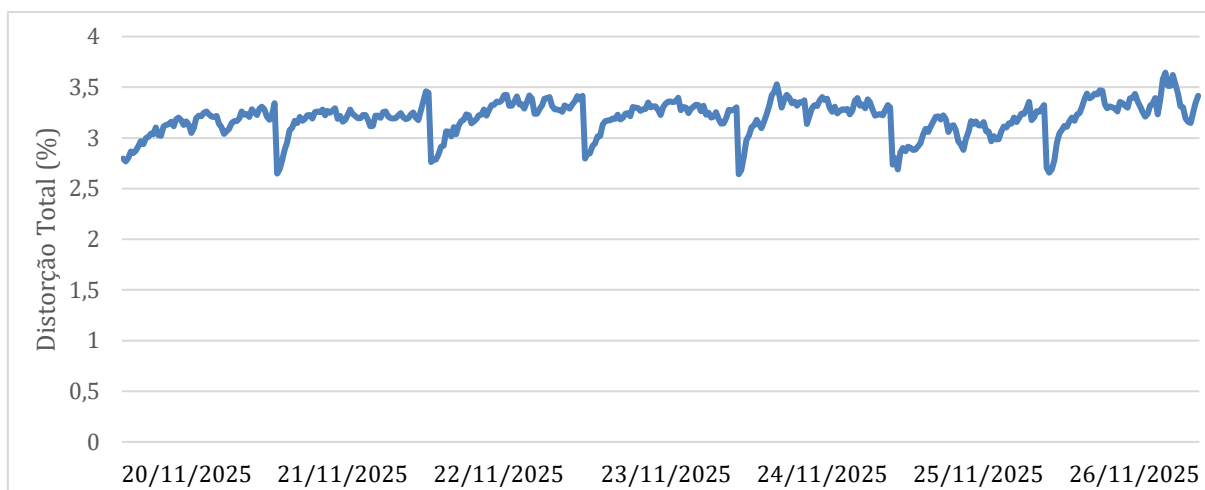
Os valores mínimo e máximo para esse indicador observados durante o monitoramento do primeiro cenário foram de 2,43% e 3,52%, respectivamente. Por meio desses dados é possível perceber que a contribuição das componentes ímpares é bem maior na distorção harmônica total de tensão quando comparada aos resultados do indicador para as componentes pares, esse comportamento já era esperado pois as harmônicas ímpares são mais presentes em sistemas elétricos que possuem cargas não lineares como é o caso do inversor no sistema fotovoltaico.

Além disso, o valor obtido para o DTTi95% nessas condições (operação normal) foi de 3,36%, mostrando que o sistema atende ao limite estabelecido pelo PRODIST, de 7,5%. A Figura 32 apresenta o comportamento do indicador DTTi durante o período de monitoramento do cenário 02.

Figura 32- DTT<sub>i</sub> do Cenário 02

Fonte: Autoria Própria

Os valores mínimo e máximo obtidos foram de 2,73% e 3,83%, respectivamente e o DTT<sub>i95%</sub> resultou em 3,41%, com diferença de 0,05% em relação ao primeiro cenário, novamente é observado que a presença do módulo danificado não resulta em alterações consideráveis nos níveis de distorção harmônica. A Figura 33 apresenta o comportamento obtido no ultimo cenário para esse indicador.

Figura 33- DTT<sub>i</sub> do Cenário 03

Fonte: Autoria Própria

No cenário 3, os valores mínimo e máximo foram de 2,64% e 3,64%, respectivamente. Com todos os valores, obteve-se um DTT<sub>i95%</sub> de 3,41%, mesmo valor obtido no cenário anterior, indicando uma diferença muito reduzida em relação ao cenário de operação normal. A Tabela 10 compara os resultados dos três cenários para o indicador de distorção harmônica total de tensão das componentes ímpares não múltiplas de 3.

Tabela 10 – DTT<sub>i</sub> nos 3 Cenários

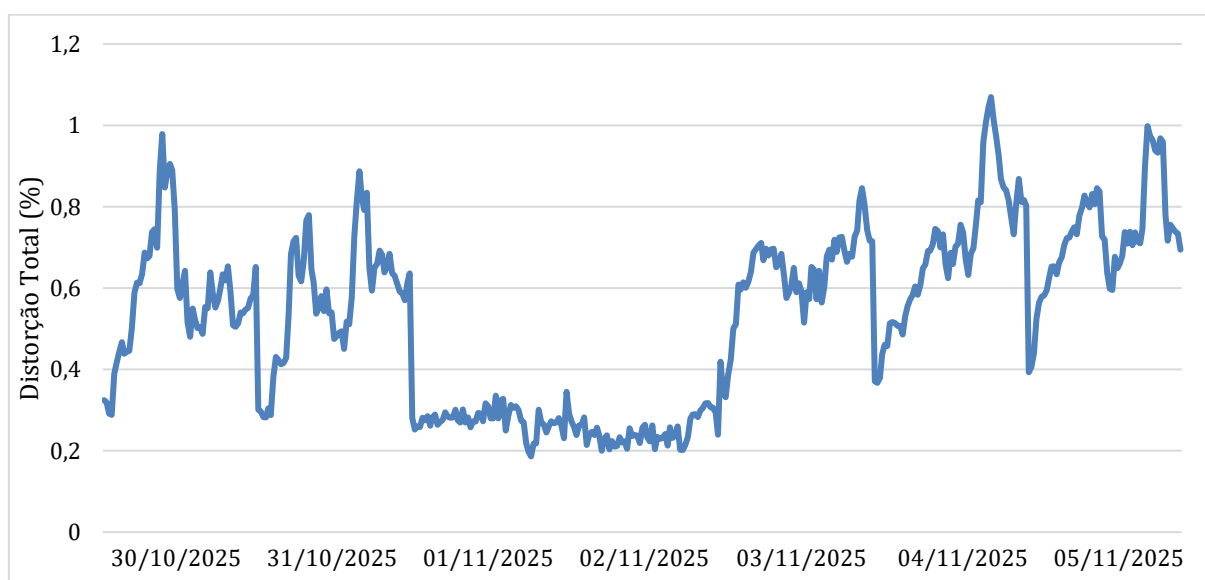
Cenários	Valores Mínimos (%)	Valores Máximos (%)	DTT <sub>i</sub> 95%
01	2,43%	3,52%	3,36%
02	2,73%	3,83%	3,41%
03	2,64%	3,64%	3,41%

Fonte: Autoria Própria

Com os dados da Tabela 10 pode-se afirmar que os três cenários atendem aos limites estabelecidos pelo PRODIST, dessa forma a presença do dano não altera os níveis de distorção harmônica das componentes ímpares.

#### 4.4. Distorção Harmônica Total de Tensão para as Componentes Múltiplas de 3 (DTT<sub>3</sub>)

Na sequência será avaliado o último indicador de tensão, a Distorção Harmônica Total de Tensão para as componentes múltiplas de três. Para obter os resultados deste indicador foi necessário utilizar a Equação (5) e os dados obtidos por meio do analisador de energia durante o monitoramento, para eles considerou-se as componentes harmônicas de ordem 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, 42, 45 e 48. A Figura 34 detalha o comportamento das distorções harmônicas nessas componentes durante o período de monitoramento do cenário 01.

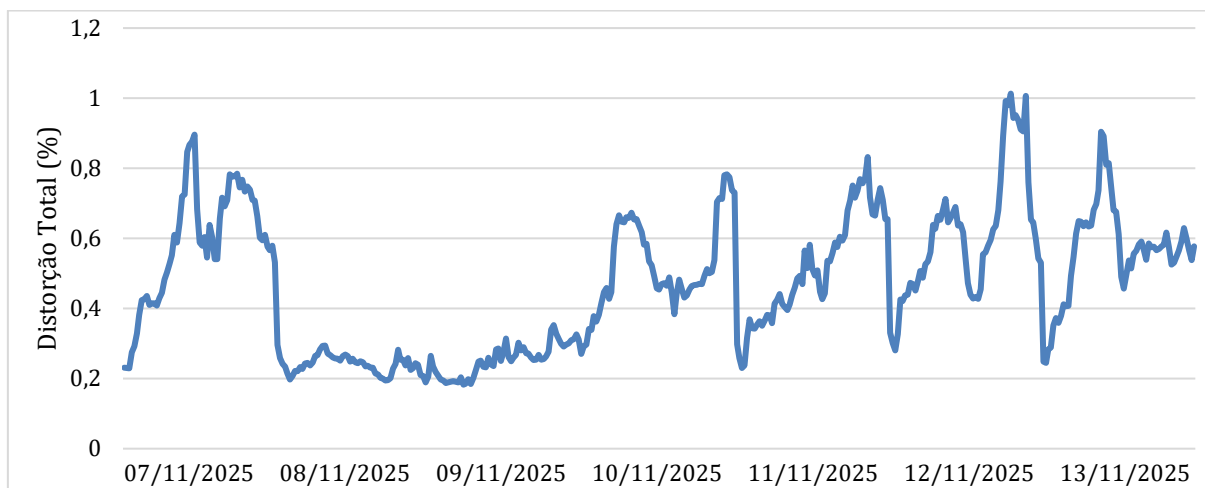
Figura 34- DTT<sub>3</sub> do Cenário 01

Fonte: Autoria Própria.

Nas condições normais de operação obteve-se 0,186% e 1,069% para os valores mínimo e máximo de distorção harmônica das componentes múltiplas de 3. O

DTT<sub>3</sub>95% calculado foi de 0,868%, atendendo ao limite estabelecido pelo PRODIST de 6,5%. Além disso, é possível perceber um comportamento diferente nos dias 01 e 02 de novembro, referentes a sábado e domingo, com valores mais reduzidos quando comparado aos outros dias. A Figura 35 detalha o comportamento do indicador em questão durante o período de monitoramento do cenário 02.

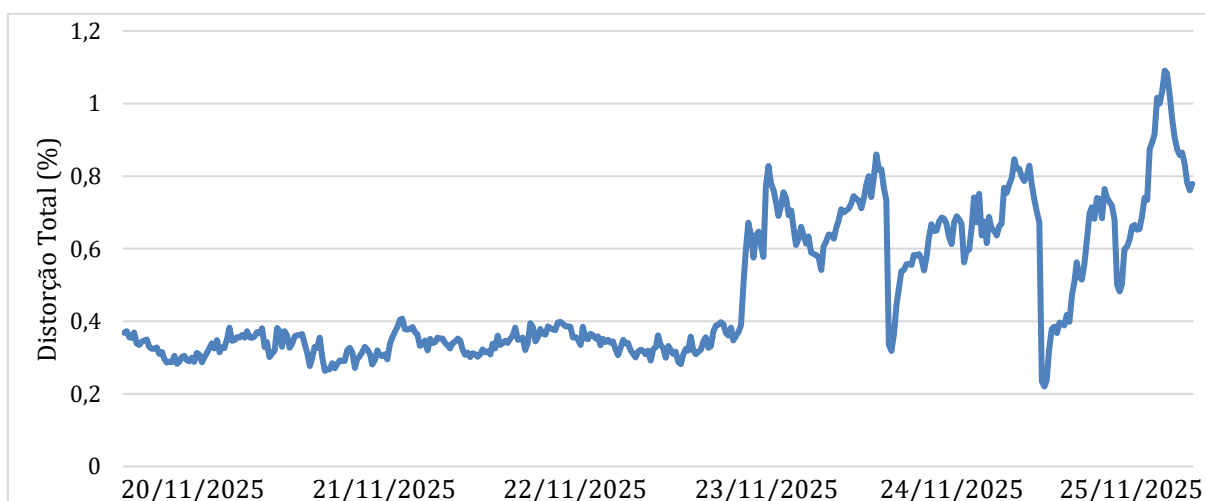
Figura 35- DTT<sub>3</sub> do Cenário 02



Fonte: Autoria Própria.

Com valores mínimo e máximo de 0,182% e 1,012%, respectivamente, o segundo cenário apresentou um DTT<sub>3</sub>95% de 0,781%, menor em 0,087% em relação ao primeiro. Durante esse período de monitoramento também houve um comportamento diferente nos dias 08 e 09, novamente nos deparamos com um cenário atípico em um fim de semana, com valores mais reduzidos que nos demais dias. A Figura 36 apresenta o comportamento desse mesmo indicador no terceiro cenário durante o período de monitoramento.

Figura 36- DTT<sub>3</sub> do Cenário 03



Fonte: Autoria Própria.

O cenário 3 apresentou os valores mínimo e máximo de 0,22% e 1,09%, respectivamente e com o cálculo de DTT<sub>395%</sub> obteve-se 0,818%, ficando entre os valores obtidos para os outros dois cenários. O comportamento de valores reduzidos em alguns dias se repetiu, dessa vez nos dias 20, 21, 22 e parte do dia 23, onde teve feriados e fins de semana em sequência.

Com o comportamento apresentado nos três cenários em relação a esse indicador, pode-se sugerir que este sofre influência do perfil de carga do Campus, uma vez que, em instalações monofásicas, essas componentes tendem a refletir de forma mais direta as variações das cargas conectadas. Por fim, a Tabela 11 compara os resultados dos três cenários para o indicador de distorção harmônica total de tensão das componentes múltiplas de 3.

Tabela 11 – DTT<sub>3</sub> nos 3 Cenários

Cenários	Valores Mínimos (%)	Valores Máximos (%)	DTT <sub>395%</sub>
01	0,18%	1,06%	0,868%
02	0,18%	1,01%	0,781%
03	0,22%	1,09%	0,818%

Fonte: Autoria Própria

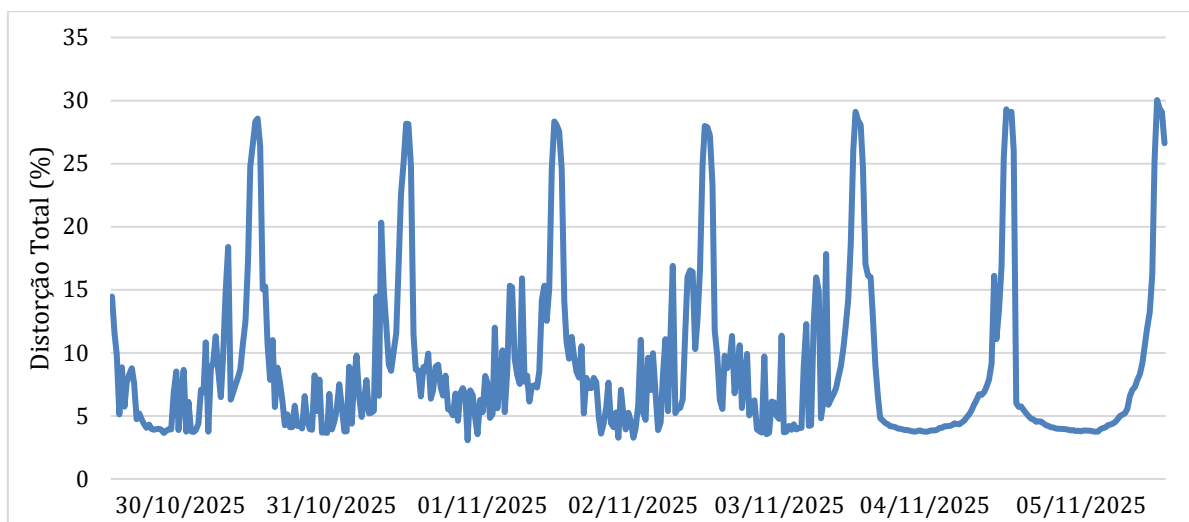
Com os dados da Tabela 11, novamente pode-se afirmar que os três cenários atendem aos limites estabelecidos pelo PRODIST, sem alterações nos níveis de distorção harmônica das componentes múltiplas de 3 mesmo com a presença dos módulos danificados.

#### 4.5. Distorção Harmônica Total de Corrente (DTHI)

Enquanto as distorções harmônicas de tensão refletem as características elétricas da instalação e da rede, as distorções harmônicas de corrente apresentam relação mais direta com a operação do sistema fotovoltaico, especialmente com a corrente produzida pelo inversor. Em razão disso, os níveis de distorção tendem a variar conforme o perfil de geração do sistema, acompanhando alterações de irradiância, potência e regime de funcionamento do inversor.

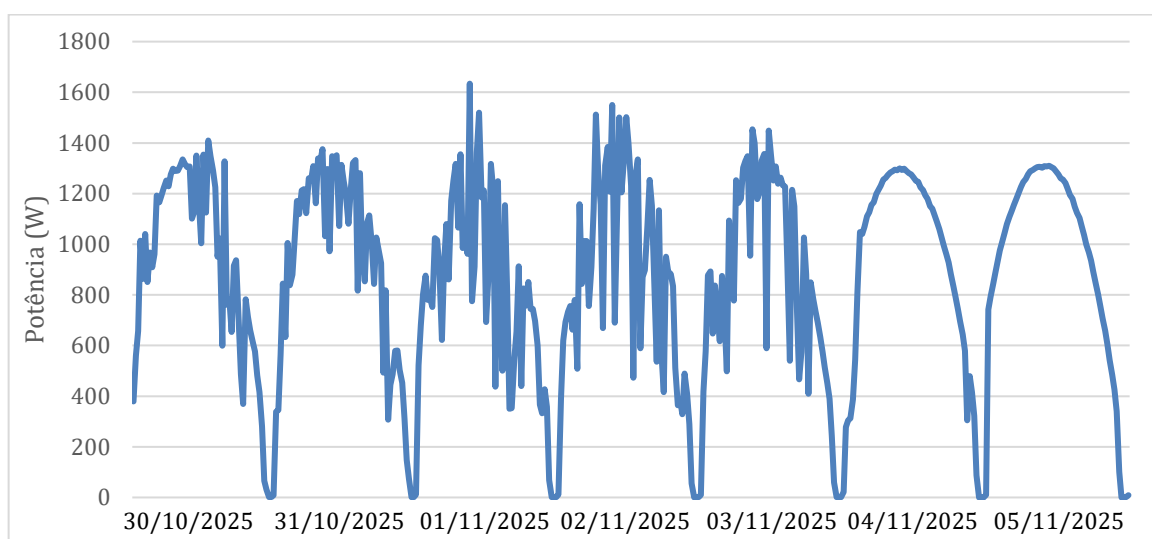
O comportamento desse indicador durante o monitoramento do cenário 01 está apresentado na Figura 37, enquanto que a Figura 38 apresenta a geração de energia do sistema, para verificarmos a relação entre essas duas variáveis.

Figura 37- Distorção Harmônica Total de Corrente do Cenário 01



Fonte: Autoria Própria

Figura 38- Potência do Sistema no Cenário 01



Fonte: Autoria Própria

Por meio dos gráficos acima, percebe-se que a distorção harmônica apresenta comportamento inversamente proporcional ao da potência, indicando que, em momentos de elevada geração de energia e maiores correntes circulando no sistema, os níveis de distorção tornam-se reduzidos. Esse comportamento pode ser explicado pelo aumento da componente fundamental da corrente fornecida pelo inversor, fazendo com que a participação relativa das componentes harmônicas seja menor durante os períodos de maior potência gerada. Em contrapartida, em condições de baixa geração, as correntes harmônicas passam a representar parcela proporcionalmente maior da corrente total, elevando os índices de distorção.

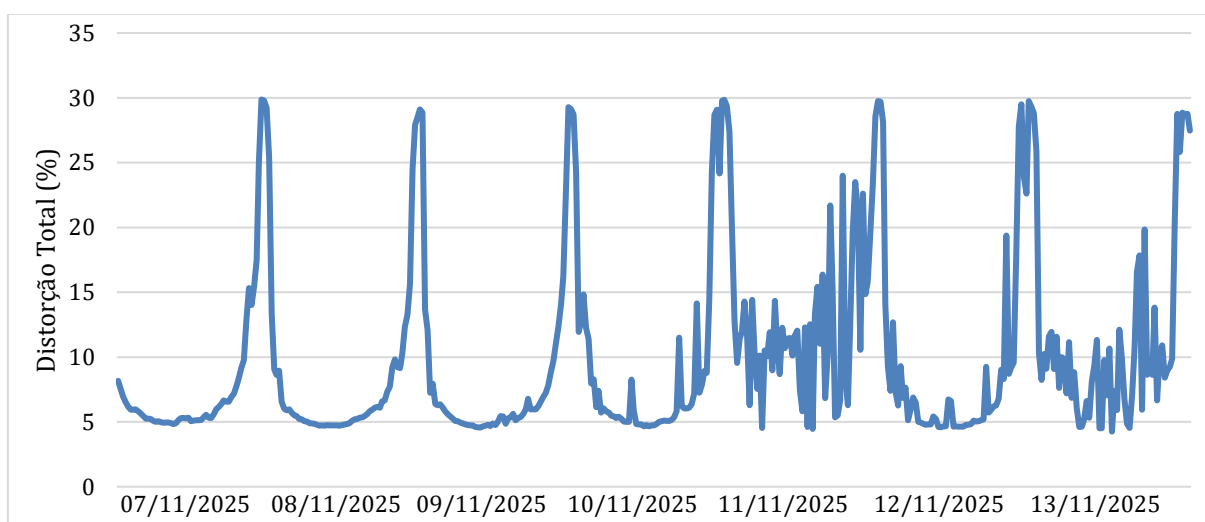
Em termos de limites estabelecidos, a ABNT NBR 16149 estabelece que os níveis de distorção harmônica total de corrente devem ser inferiores a 5% em relação

à corrente fundamental na potência nominal do inversor, porém o sistema em questão opera com potência em torno de 1,6kW, dessa forma mesmo nos melhores momentos de geração, o inversor não irá operar próximo da sua potência nominal real. Portanto, será analisado brevemente o comportamento desse indicador, sem indicar que o inversor viola ou não o limite estabelecido pela norma.

No primeiro cenário onde não há presença de módulos danificados obteve-se os valores mínimo e máximo de distorção de 3,065% e 30,04%, respectivamente e DTHI95% de 26,3%. As amostras apresentaram 149 leituras com valores inferiores a 5%, 201 leituras com valores intermediários entre 5% e 12% e 78 leituras com valores elevados, acima de 12%. Nos períodos em que o sistema operou entre 1300W e 1400W (valores máximos de potência durante o período analisado), os níveis de distorção permaneceram inferiores a 5%.

Tendo observado a relação dos níveis de distorção com a potência por meio das figuras 37 e 38, seguiremos apenas com a análise da distorção nos cenários seguintes. O comportamento da distorção harmônica de corrente durante o monitoramento do cenário 02 está apresentado na Figura 39.

Figura 39- Distorção Harmônica Total de Corrente do Cenário 02



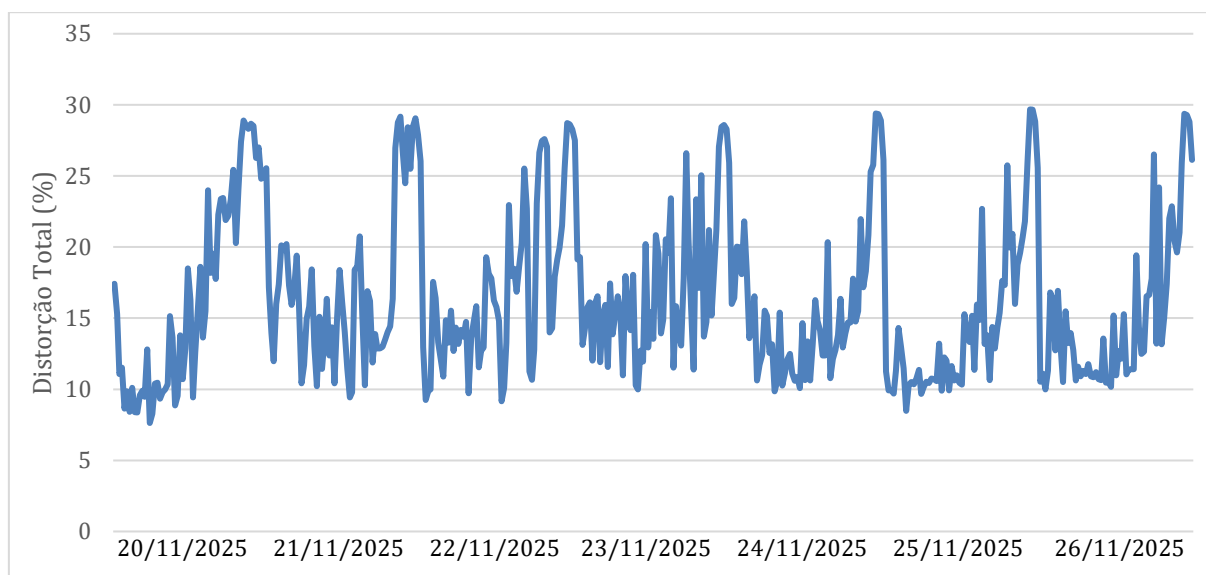
Fonte: Autoria Própria

Os valores mínimo e máximo para as distorções de corrente do segundo cenário foram de 4,255% e 29,87%, respectivamente e o DTHI95% foi de 28,69%, o valor mínimo apresentou uma diferença de 1,19% em relação ao cenário anterior pois os valores máximos da potência nesse período foram inferiores, ficando em torno de 1200W. Ao analisar as amostras obteve-se 76 leituras com valores inferiores aos 5%, 258 leituras com valores entre 5% e 12% e 94 leituras com valores superiores a 12%,

a potência máxima obtida durante esse período representa apenas 41,3% da potência nominal do inversor, por isso poucas medições resultaram em níveis de distorção abaixo dos 5%.

Por fim, o comportamento da distorção harmônica de corrente durante o monitoramento do cenário 03 está apresentado na Figura 40.

Figura 40- Distorção Harmônica Total de Corrente do Cenário 03



Fonte: Autoria Própria

Com 7,627% e 29,68% correspondentes aos valores mínimo e máximos e o DTI95% de 28,40%, observa-se que não houve leituras em que o nível de distorção harmônica atendesse os limites estabelecidos pela norma, isso porque a maior potência medida durante esse período de monitoramento foi de 607W, o equivalente a 20% da potência nominal do inversor. Sobre o quantitativo de amostras, obteve-se 118 leituras com valores entre 7% e 12% e 310 leituras com valores superiores a 12%. A Tabela 12 compara os resultados dos três cenários para o indicador de distorção harmônica total de corrente.

Tabela 12 – Distorção Harmônica Total de Corrente nos 3 Cenários

Cenários	DTI95%	Quant. de Leituras < 5%	Quant. De Leituras $\geq 5\%$ e $\leq 12\%$	Quant. De Leituras > 12%	Potência Média
01	26,30%	149	201	78	877,67 W
02	28,69%	76	258	94	731,02 W
03	28,40%	0	118	310	319,19 W

Fonte: Autoria Própria

Ainda que os níveis de distorção harmônica de corrente tenham apresentado elevação no segundo e terceiro cenário, não é possível atribuir esse comportamento exclusivamente à presença do dano nos módulos fotovoltaicos, uma vez que diversos fatores podem influenciar esses resultados, dentre eles as condições climáticas, a irradiância solar e o próprio regime de operação do inversor.

Ao analisar a potência média nos três períodos avaliados, observa-se uma leve redução do primeiro para o segundo cenário e uma redução significativamente mais acentuada no terceiro cenário, cuja potência corresponde a menos da metade da observada inicialmente. Dessa forma, a elevação dos índices de distorção no terceiro cenário pode estar associada à baixa irradiância solar, que reduz a corrente fundamental gerada pelo sistema fotovoltaico e aumenta proporcionalmente a participação das componentes harmônicas na corrente total, resultando em maiores níveis de distorção harmônica.

Além disso, verificou-se que o sistema operou predominantemente em condição de carga parcial em relação à potência nominal do inversor utilizado. Embora o inversor possua potência nominal de 3 kW, as maiores potências observadas durante os períodos monitorados permaneceram significativamente abaixo desse valor. Dessa forma, através dos resultados obtidos não é possível afirmar que o inversor esteja em não conformidade com os limites estabelecidos pela norma.

De modo geral, os resultados obtidos para todos os indicadores de distorção harmônica relacionados a tensão demonstraram que o sistema fotovoltaico operou em conformidade com os limites estabelecidos pelas normas técnicas vigentes ao longo de todos os cenários analisados. Ainda que no caso das distorções harmônicas totais de tensão tenha se observado um aumento no número de leituras com valores mais próximos dos valores máximos registrados pelo analisador, pode-se afirmar que mesmo nas condições de falhas apresentadas, não houve alterações significativas nos níveis de distorção.

E para os resultados obtidos para os indicadores de distorção harmônica total de corrente, os resultados indicam que as variações verificadas não dependem exclusivamente da presença do dano analisado, mas também das condições operacionais e ambientais às quais o sistema fotovoltaico esteve submetido durante os períodos de monitoramento.

## 5. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos neste estudo demonstraram que, mesmo na presença de danos mecânicos nos módulos fotovoltaicos, os indicadores de distorção harmônica de tensão permaneceram dentro dos limites estabelecidos pelas normas técnicas vigentes para sistemas de baixa tensão, conforme os critérios do PRODIST e da norma IEEE 519. Embora tenham sido observadas pequenas variações nos níveis de distorção ao longo dos cenários analisados, não foram identificadas alterações significativas que permitissem associar diretamente a presença do dano a uma degradação da qualidade da energia elétrica fornecida pelo sistema fotovoltaico.

Em relação às distorções harmônicas de corrente, verificou-se elevação dos índices em alguns períodos de monitoramento, especialmente no terceiro cenário analisado. Entretanto, esse comportamento provavelmente esteve associado às condições operacionais e ambientais do sistema, sobretudo à redução da irradiância solar e, conseqüentemente, da geração fotovoltaica, fatores que influenciam diretamente a magnitude da corrente fundamental e a participação relativa das componentes harmônicas na corrente total.

Adicionalmente, verificou-se que o sistema operou predominantemente em condição de carga parcial em relação à potência nominal do inversor utilizado, fator que também contribui para a elevação dos índices de distorção harmônica total de corrente em determinados períodos. Dessa forma, os elevados valores de THDi observados não podem ser interpretados isoladamente como indicativos de não conformidade do inversor.

Sendo assim, é possível destacar que o desenvolvimento proposto para este trabalho foi bem-sucedido, de tal forma que possibilitou a análise dos efeitos dos danos mecânicos presentes nos módulos fotovoltaicos pertencentes ao IFPE para fins de estudo, submetendo-os a condições reais de operação. O estudo permitiu demonstrar que, os danos mecânicos presentes nos módulos fotovoltaicos não representaram um fator de risco que pudesse comprometer a qualidade da energia elétrica do sistema.

A relevância deste trabalho está associada à crescente expansão da geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos e a necessidade de garantir a qualidade da energia elétrica fornecida à rede de distribuição. O trabalho auxilia na compreensão de um problema relevante no contexto atual de geração distribuída, que é a influência

de uma determinada falha em componentes do sistema sobre a qualidade de energia elétrica.

Como continuidade deste trabalho, recomenda-se a análise de outros indicadores de qualidade de energia elétrica, como fator de potência, desequilíbrio de tensão e variações de tensão, além de avaliar sistemas de menor potência e de maior potência, a fim de ampliar a compreensão dos efeitos das falhas sobre o desempenho.

## REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. *Solar em dados*. São Paulo: ABSOLAR, 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/>. Acesso em: 4 set. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Brasília, 2021. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_7.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf). Acesso em: 20 mar. 2026.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa nº 482*, de 17 de abril de 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa nº 1.029*. Brasília, jul. 2022.
- AGHAEI, M. et al. Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 159, p. 112160, 2022.
- AL MAHDI, H. et al. A review of photovoltaic module failure and degradation mechanisms: causes and detection techniques. *Solar*, v. 4, n. 1, p. 3, 2024. DOI: 10.3390/solar4010003.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). *NBR 5410: instalações elétricas de baixa tensão*. Rio de Janeiro, 2004.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). *NBR 11704: sistemas fotovoltaicos – terminologia*. Rio de Janeiro, 2008.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). *NBR 16149: sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição – requisitos mínimos*. Rio de Janeiro, 2013.
- BECQUEREL, E. *Comptes rendus*, v. 9, p. 561, 1839.
- CASTRO, Felipe de Carvalho. *Distorção harmônica de corrente produzida por inversores fotovoltaicos conectados à rede*. 2019. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2019.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). *Energia solar: princípios e aplicações*. Rio de Janeiro: CEPTEL, [2006]. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 29 dez. 2025.
- CRESESB. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. 2. ed. Rio de Janeiro: CEPTEL/CRESESB, 2014.
- DUARTE, B. P.; FERREIRA, T. P.; KIPERSTOK, A. Geração distribuída de energia elétrica: revisão sobre a matriz elétrica brasileira. *Revista Científica do ITPAC*, v. 14, n. 1, p. 26–33, 2021.

DUGAN, R. C.; McGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. *Electrical power systems quality*. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 2003.

EMPRESA BRASILEIRA DE PARTICIPAÇÕES EM ENERGIA NUCLEAR E BINACIONAL S.A. (ENBPAR). *PROINFA*: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Brasília, DF, [s.d.]. Disponível em: <https://enbpar.gov.br/areas-de-atuacao/programas-setorias/proinfa/>. Acesso em: 10 maio 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Painel de Consumo de Energia Elétrica*: série histórica. Brasília: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 18 dez. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída*: série histórica por fonte. Brasília: EPE, 2025. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 19 dez. 2025.

GASPARIN, F. P. *Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos*. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

HIOKI, A. T.; AMARANTE, B. C. *Avaliação da qualidade e desempenho de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte conectados à rede elétrica*. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Electricity 2025: analysis and forecast to 2027*. Paris: IEA, 2025.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). *IEEE Std 519-2014: recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems*. New York: IEEE, 2014.

LEÃO, R. P. S.; SAMPAIO, R. F.; ANTUNES, F. L. M. *Harmônicos em sistemas elétricos*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

LOURENÇO, T. G. M. *Avaliação da qualidade de energia elétrica no Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará*. 2012.

NAIDU, T. A. et al. A study on various conditions impacting the harmonics at point of common coupling in on-grid solar photovoltaic systems. *Energies*, v. 16, n. 17, p. 6398, 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Submódulo 7.1: acesso às instalações de transmissão – procedimental*. Rev. 2024.06, jun. 2024.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL; CRESEB, 2014.

RASHID, M. H. *Eletrônica de potência: circuitos, dispositivos e aplicações*. 4. ed. São Paulo: Pearson, 2014.

RÜTHER, R. *Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas*. Florianópolis: UFSC/Labsolar, 2004.

SOUZA, A. C.; TAVARES, C. E. *Análise das distorções harmônicas geradas pelas cargas não-lineares através do aplicativo computacional PQA*. Uberlândia: UFU, 2014.

VILLALVA, M. G. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2015.

ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.